

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PLANEJAMENTO DA RESERVA  
OPERATIVA DE SISTEMAS DE GERAÇÃO  
COM ELEVADA PENETRAÇÃO DE  
ENERGIA EÓLICA**

**WARLEY DE SOUSA SALES**

Itajubá, Dezembro de 2009

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PLANEJAMENTO DA RESERVA**  
**OPERATIVA DE SISTEMAS DE GERAÇÃO**  
**COM ELEVADA PENETRAÇÃO DE**  
**ENERGIA EÓLICA**

**WARLLEY DE SOUSA SALES**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Armando Martins Leite da Silva

Co-orientador: Prof. Luiz Antônio da Fonseca Manso

Dezembro de 2009

Itajubá – MG

Dedico este trabalho a todos que acreditam em seus sonhos e lutam para torná-los reais. Em especial, aos meus pais Francisco e Margarida, à minha irmã Suele e à Rosimar.

# **AGRADECIMENTOS**

A Deus pelo dom da vida, pela família e pelos amigos.

Aos meus pais Francisco e Margarida, e à minha irmã Suele, pelo incomparável amor, dedicação, carinho e pelo incessante apoio à realização dos meus sonhos.

À Rosimar, pelo amor, confiança, carinho, paciência e compreensão.

Ao Prof. Armando Martins Leite da Silva, pela orientação ao longo do desenvolvimento deste trabalho e pelo exemplo de profissionalismo.

Ao Prof. Luiz Antônio da Fonseca Manso, pelo apoio e incentivo ao meu ingresso no programa de pós-graduação e pelas sugestões e críticas para a elaboração deste trabalho.

Aos amigos do Grupo de Engenharia de Sistemas – GESis, pelo compartilhamento das experiências técnico-científicas.

Ao engenheiro Mauro Augusto da Rosa, pelo auxílio na organização dos dados do sistema de geração de Portugal;

À FAPEMIG, pelo apoio financeiro.

## RESUMO

O setor elétrico está longe de ser o único culpado quando se trata das alterações climáticas, mas é a maior fonte de emissão de gases causadores do efeito estufa, sendo responsável por, aproximadamente, 38% da emissão de CO<sub>2</sub>. Dentre as opções para reduzir as emissões do setor elétrico, a expansão dos sistemas de geração baseada em fontes renováveis, em especial a eólica, tem se mostrado como uma das mais promissoras. Todavia, aumentar a fração de energia eólica na matriz energética implica em mais incertezas e complexidades no planejamento e operação dos sistemas de potência.

No novo panorama em que se encontra o setor de geração, os estudos de expansão baseados somente nas análises de capacidade estática têm deixado algumas lacunas no que tange a determinação adequada dos requisitos de reserva nos sistemas de geração. Aos poucos, os planejadores vêm incluindo a análise da reserva operativa nos estudos de planejamento da expansão, com o objetivo de obter configurações de expansão mais robustas que se adaptem melhor aos montantes de energia eólica esperados para o futuro. Adicionalmente, com vista a manter o elo entre os tradicionais critérios determinísticos e os métodos probabilísticos, a análise de bem-estar vem também sendo incorporada aos estudos de planejamento da expansão.

Esta tese propõe uma nova metodologia, baseada no método de simulação Monte Carlo sequencial, para avaliar os requisitos de reserva operativa de sistemas de geração com elevada penetração de energia renovável. O objetivo central é desenvolver uma estrutura para análise probabilística de diversos indicadores de desempenho, tendo em vista o planejamento de longo prazo. Além dos índices da análise de bem-estar, novos índices são propostos para avaliar a disponibilidade dos diferentes tipos de reserva operativa. Configurações variantes do sistema IEEE RTS-96 e do sistema de geração português são utilizadas para ilustrar a aplicação da metodologia proposta.

# ABSTRACT

The electric power sector is far from being the only culprit when it comes to climate changes, but it is the largest single source of greenhouse gases emissions, accounting for about 38% of CO<sub>2</sub> emissions. Among the options for making emission reductions in the power sector, the generating system expansion based on renewable energy, in particular wind power, seems to be the most promising one. However, increasing the fraction of wind power in the energy matrix implies in more uncertainties and complexities in the planning and operation of power systems.

In this new scenario for the power generating sector, expansion planning studies based only on the static capacity assessment have been considered insufficient bearing in mind a suitable evaluation of generating reserve requirements. Gradually, system planners have been including the operating reserve assessment to the expansion studies, in order to get more robust generating system configurations, which properly adapt to the amount of wind power expected for the future. Moreover, aiming at keeping the link between the traditional deterministic criteria and the probabilistic approaches, the well-being analysis has also been incorporated to expansion studies

This thesis propose a new methodology, based on Monte Carlo chronological simulation approach, to evaluate the operating reserve requirements of generating systems with large amount of renewable energy source. The main idea is to build a new probabilistic approach to asses several performance indices bearing in mind the long-term planning. Besides the indices obtained from well-being framework, a new set of indices are proposed to measure the availability of different types of operating reserve. Alternative configurations of the IEEE RTS-96 and of the Portuguese generating system are used to illustrate the proposed methodology.

# SUMÁRIO

<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>x</b>
<b>LISTA DE TABELAS</b> .....	<b>xii</b>
<b>LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS</b> .....	<b>xiv</b>
<b>CAPÍTULO 1: INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS .....	1
1.2 DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO.....	7
1.2.1 Reserva Estática .....	8
1.2.2 Reserva Operativa.....	11
1.3 ESTRUTURA DA TESE .....	20
<b>CAPÍTULO 2: CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO – RESERVA ESTÁTICA</b> .....	<b>23</b>
2.1 INTRODUÇÃO.....	23
2.2 CONCEITOS BÁSICOS.....	24
2.3 REPRESENTAÇÃO POR ESPAÇO DE ESTADOS .....	28
2.3.1 Enumeração de Estados .....	29
2.3.2 Simulação Monte Carlo Não-Sequencial.....	31
2.4 REPRESENTAÇÃO CRONOLÓGICA .....	34
2.4.1 Simulação Monte Carlo Sequencial.....	35
2.4.2 Representação das Centrais Térmicas.....	37
2.4.3 Representação das Centrais Hidrelétricas .....	37
2.4.4 Representação das Centrais Eólicas.....	39
2.5 AVALIAÇÃO DA RESERVA ESTÁTICA.....	42
2.6 CONCLUSÕES.....	46
<b>CAPÍTULO 3: CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO – RESERVA OPERATIVA</b> .....	<b>48</b>
3.1 INTRODUÇÃO.....	48
3.2 DIVISÃO E CLASSIFICAÇÃO DA RESERVA OPERATIVA .....	49

3.3	AVALIAÇÃO DA RESERVA OPERATIVA A CURTO PRAZO .....	51
3.4	AVALIAÇÃO DA RESERVA OPERATIVA A MÉDIO E LONGO PRAZO.....	56
3.4.1	Metodologia Proposta.....	58
3.4.2	Índices para a Reserva Girante – Confiabilidade Tradicional .....	65
3.4.3	Índices para a Reserva Girante – Confiabilidade Preventiva.....	67
3.4.4	Índices para a Reserva Não-Girante .....	69
3.5	MODELO ALTERNATIVO.....	72
3.6	CONCLUSÕES.....	75
<b>CAPÍTULO 4: APLICAÇÃO.....</b>		<b>78</b>
4.1	INTRODUÇÃO.....	78
4.2	SISTEMA TESTE .....	79
4.2.1	Descrição do Sistema – Configuração RTS-96H.....	79
4.2.2	Descrição do Sistema – Configuração RTS-96HW .....	80
4.2.3	Resultados.....	82
4.3	SISTEMA PORTUGUÊS.....	92
4.3.1	Descrição do Sistema.....	92
4.3.2	Resultados.....	98
4.4	TESTES COMPARATIVOS ENTRE A METODOLOGIA PROPOSTA E O MODELO ALTERNATIVO .....	106
4.5	CONCLUSÕES.....	110
<b>CAPÍTULO 5: ASPECTOS COMPLEMENTARES.....</b>		<b>113</b>
5.1	INTRODUÇÃO.....	113
5.2	DEFINIÇÃO DE PADRÕES E CRITÉRIOS PARA O PLANEJAMENTO .....	114
5.3	ANALOGIA COM O PJM.....	123
5.4	CONSIDERAÇÃO DE INCERTEZAS.....	127
5.4.1	Incertezas na Carga .....	127
5.4.2	Incerteza na Produção Eólica.....	128
5.5	PLANEJAMENTO DA MANUTENÇÃO PREVENTIVA.....	133
5.6	CONCLUSÕES.....	137



<b>CAPÍTULO 6: CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS.....</b>	<b>140</b>
6.1 CONCLUSÕES.....	140
6.2 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS .....	143
<b>APÊNDICE A: SISTEMA IEEE RTS-96.....</b>	<b>145</b>
<b>APÊNDICE B: SISTEMA PORTUGUÊS .....</b>	<b>153</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>156</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Modelo para Análise de Confiabilidade Preventiva .....	4
Figura 2.1: Modelo de Markov com Dois Estados .....	25
Figura 2.2: Modelo de Markov com Múltiplos Estados .....	39
Figura 3.1: Exemplo de Programação da Geração .....	63
Figura 3.2: Histórico de Operação de Um Sistema Hipotético .....	67
Figura 3.3: Modelo Simplificado para Avaliação da Reserva Operativa .....	73
Figura 4.1: Flutuação da Capacidade Disponível Hidráulica – Sistema RTS-96H.....	80
Figura 4.2: Séries Eólicas para Um Dia Típico de Janeiro .....	81
Figura 4.3: Comparação entre $LOLE_{STATIC-N}$ e $LOLE_{SPIN-N}$ – Sistemas RTS-96H e RTS-96HW .....	90
Figura 4.4: Variação Semanal do Índice $LOLE_{SPIN-C}$ – Sistema RTS-96HW ....	92
Figura 4.5: Flutuação da Capacidade Disponível Hidráulica – Sistema Português .....	93
Figura 4.6: Flutuação da Geração Eólica – Sistema Português.....	94
Figura 4.7: Flutuação da Capacidade Disponível de Cogeração – Sistema Português .....	95
Figura 4.8: Flutuação da Capacidade Disponível das PCH's – Sistema Português .....	96
Figura 4.9: Escala de Manutenção para 2005 – Sistema Português.....	97
Figura 4.10: Evolução da Capacidade Instalada – Sistema Português.....	98
Figura 4.11: Potência Instalada no Sistema Português por Classe de Geração. ....	101
Figura 4.12: Estratégias de Despacho – Sistema Português 2025 .....	103
Figura 5.1: Distribuição de Probabilidade do Índice LOLE – Reserva Estática – RTS-96H .....	116

Figura 5.2: Distribuição de Probabilidade do Índice LOLE – Reserva Girante – RTS-96H .....	117
Figura 5.3: Distribuição de Probabilidade do Índice LOLE – Reserva Estática – RTS-96HW .....	118
Figura 5.4: Distribuição de Probabilidade do Índice LOLE – Reserva Girante – RTS-96HW .....	119
Figura 5.5: Variação do Índice $LOLE_{SPIN-C}$ em Relação ao Nível de Reserva Girante .....	119
Figura 5.6: Distribuição de Probabilidade do Índice LOLE – Reserva Girante – Caso 1 .....	121
Figura 5.7: Distribuição de Probabilidade do Índice LOLE – Reserva Girante – Caso 2 .....	122
Figura 5.8: Históricos de Operação para o Cálculo do Risco $_{SPIN}$ .....	124
Figura 5.9: Modelo de Incerteza na Curva de Carga .....	128
Figura 5.10: Variação Semanal do Índice $Prob\{M\}_{SPIN-C}$ – Sistema RTS-96HW2 .....	136

## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1: Parâmetros Determinísticos e Estocásticos do Sistema Exemplo.....	55
Tabela 3.2: Exemplo de Construção da COPT .....	55
Tabela 3.3: COPT para o Sistema Exemplo.....	56
Tabela 3.4: Classes de Geração .....	69
Tabela 4.1: Descrição dos Cenários – Sistema Teste RTS - 96.....	82
Tabela 4.2: Índices de Confiabilidade Tradicional – Reserva Estática - RTS-96H.....	83
Tabela 4.3: Índices de Confiabilidade Preventiva – Reserva Estática - RTS-96H.....	83
Tabela 4.4: Índices de Confiabilidade Tradicional – Reserva Girante - RTS-96H.....	84
Tabela 4.5: Índices de Confiabilidade Preventiva – Reserva Girante - RTS-96H.....	85
Tabela 4.6: Índices de Desempenho para a Reserva Não-Girante - RTS-96H.....	86
Tabela 4.7: Índices de Confiabilidade Tradicional – Reserva Estática - RTS-96HW .....	88
Tabela 4.8: Índices de Confiabilidade Preventiva – Reserva Estática - RTS-96HW .....	88
Tabela 4.9: Índices de Confiabilidade Tradicional – Reserva Girante - RTS-96HW .....	89
Tabela 4.10: Índices de Confiabilidade Preventiva – Reserva Girante - RTS-96HW .....	90
Tabela 4.11: Índices de Desempenho para a Reserva Não-Girante - RTS-96HW .....	91
Tabela 4.12: Descrição dos Cenários – Sistema Português .....	98
Tabela 4.13: Índices de Confiabilidade Tradicional – Reserva Estática – Sistema Português .....	99

Tabela 4.14: Índices de Confiabilidade Preventiva – Reserva Estática – Sistema Português .....	100
Tabela 4.15: Índices de Confiabilidade Tradicional – Reserva Girante – Sistema Português .....	102
Tabela 4.16: Índices de Confiabilidade Preventiva – Reserva Girante – Sistema Português .....	104
Tabela 4.17: Índices de Desempenho para a Reserva Não-Girante – Sistema Português - 2005 .....	105
Tabela 4.18: Índices de Desempenho para a Reserva Não-Girante – Sistema Português 2025 .....	106
Tabela 4.19: Índices de Confiabilidade Tradicional para a Reserva Operativa – Sistema RTS-96H – Modelo Alternativo versus Modelo Proposto.....	108
Tabela 4.20: Índices de Confiabilidade Tradicional para a Reserva Operativa – Sistema Português – Modelo Alternativo versus Modelo Proposto.....	109
Tabela 5.1: Critérios para o Planejamento.....	115
Tabela 5.2: Parâmetros Determinísticos e Estocásticos da Unidade Geradora a Gás.....	121
Tabela 5.3: Índices de Confiabilidade Tradicional – Reserva Estática – Sistema RTS-96HW - Representação das Incertezas .....	131
Tabela 5.4: Índices de Confiabilidade Preventiva – Reserva Estática – Sistema RTS-96HW – Representação das Incertezas.....	131
Tabela 5.5: Índices de Confiabilidade Tradicional – Reserva Girante – Sistema RTS-96HW – Representação das Incertezas.....	131
Tabela 5.6: Índices de Confiabilidade Preventiva – Reserva Girante – Sistema RTS-96HW – Representação das Incertezas.....	132
Tabela 5.7: Índices de Desempenho para a Reserva Não-Girante – Sistema RTS-96HW – Representação das Incertezas.....	132
Tabela 5.8: Plano de Manutenção Preventiva – Sistema RTS-96HW2.....	136

## LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

COPT	-	<i>Capacity outage probability table</i> (tabela de probabilidades das capacidades indisponíveis)
EENS	-	<i>Expected energy not supplied</i> (energia esperada não suprida)
EFR <sub>NS</sub>	-	<i>Expected frequency of occurrences of system restoration by the non-spinning reserve</i> (frequência média com que o sistema foi restaurado utilizando a reserva não-girante)
EH <sub>NS</sub>	-	<i>Expected number of hours</i> (número de horas esperado em que o montante de reserve não-girante tornou-se nulo)
EPNS	-	<i>Expected power not supplied</i> (potência esperada não suprida)
EP <sub>NS</sub>	-	<i>Expected power of non-spinning reserve</i> (potência esperada disponível e não-sincronizada)
EPR <sub>NS</sub>	-	<i>Expected power of non-spinning reserve used to restore system failures</i> (potência média disponível e não-sincronizada utilizada para restaurar o sistema durante as falhas)
ETP	-	<i>Expected total power</i> (potência disponível total)
FOR	-	<i>Forced outage rate</i> (taxa de saída forçada)
LOLC	-	<i>Loss of load cost</i> (custo esperado da perda de carga)
LOLD	-	<i>Loss of load duration</i> (duração da perda de carga)
LOLE	-	<i>Loss of load expectation</i> (perda de carga esperada)
LOLF	-	<i>Loss of load frequency</i> (frequência de perda de carga)
LOLP	-	<i>Loss of load probability</i> (probabilidade de perda de carga)
MTTR	-	<i>Mean time to repair</i> (tempo médio de reparo)
SPIN	-	Termo utilizado como subscrito nos índices de confiabilidade tradicional e preventiva para indicar que os índices se referem à reserva girante (e.g. LOLE <sub>SPIN</sub> )
STATIC	-	Termo utilizado como subscrito nos índices de confiabilidade tradicional e preventiva para indicar que os índices se referem à reserva estática (e.g.: LOLE <sub>STATIC</sub> )

- $T_{off}$  - Tempo durante o qual a unidade geradora permanece desligada antes de ser sincronizada novamente
- $T_{Prog}$  - Período para a programação da geração
- $T_{St}$  - Tempo de partida
- VOLL - *Value of Loss of Load* (valor da perda de carga)
- $\beta$  - Coeficiente de variação
- $\lambda$  - Taxa de falha
- $\mu$  - Taxa de reparo

# **CAPÍTULO 1**

## **INTRODUÇÃO**

### **1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS**

A determinação dos requisitos de reserva de geração é um aspecto importante tanto do ponto de vista do planejamento da expansão quanto da operação. Esse problema pode ser conceitualmente dividido em duas partes: requisitos de reserva de capacidade estática e requisitos de reserva operativa [BA96].

A reserva de capacidade estática está relacionada ao planejamento de longo prazo e refere-se à capacidade que deve ser planejada e construída para que o sistema seja capaz de suprir a demanda prevista para o futuro. Esse montante deve ser suficiente para suportar os erros na previsão do crescimento da demanda, a execução dos programas de manutenção preventiva, a perda inesperada de equipamentos de geração e a indisponibilidade de recursos energéticos.

Por outro lado, a reserva operativa está relacionada ao planejamento de curto prazo e refere-se ao montante de geração sincronizada ou que possa ser sincronizada em tempo hábil para repor a perda de unidades em operação. Além disso, a reserva operativa destina-se também a suprir os acréscimos de carga devido aos erros na previsão de carga de curto prazo. Basicamente, o que difere os dois tipos de reserva é o período de tempo considerado.

Na operação dos sistemas de potência, uma vez que haja capacidade instalada suficiente, as unidades geradoras são adequadamente programadas para suprir a demanda prevista para as próximas horas. Uma margem de capacidade de geração nas máquinas sincronizadas, bem como máquinas que



possam entrar em operação num curto intervalo de tempo são mantidas como reserva operativa, a fim de garantir o fornecimento ininterrupto de energia.

Embora a divisão da reserva operativa e suas definições variem de um sistema para outro, ela é normalmente decomposta em quatro partes: *reserva de regulação*, *reserva girante*, *reserva não-girante* e *reserva de reposição*. A reserva de regulação destina-se, basicamente, ao controle de frequência por meio da atuação das unidades que participam do controle automático da geração (CAG); a reserva girante tem por finalidade cobrir a perda de unidades sincronizadas ou a ocorrência de qualquer distúrbio inesperado que ocasione déficit de geração; a reserva não-girante compreende as unidades de partida rápida (e.g. hidráulica), e destina-se à recomposição da reserva girante. Por fim, a reserva de reposição compreende aquelas unidades com maior tempo de partida empregadas para recompor a reserva girante no caso da perda de um grande bloco de geração sincronizada.

O dimensionamento da reserva operativa envolve dois aspectos distintos. O primeiro é a programação das unidades, fase na qual o operador decide quais unidades deverão ser sincronizadas a fim de satisfazer algum critério de operação. O segundo aspecto está associado com o despacho, fase em que é tomada a decisão de quanto de reserva será deixado em cada máquina. Esta tese concentra-se no primeiro aspecto. Portanto, seu objetivo central é desenvolver uma metodologia para auxiliar os planejadores e operadores a definirem o tipo e a quantidade de geração que dever ser programada para suprir a demanda.

No passado, os níveis de reservas estática e operativa eram dimensionados com base na experiência dos planejadores e operadores e em alguns critérios determinísticos. Normalmente, esses critérios estipulavam que a capacidade instalada de geração devesse ser no mínimo igual à máxima demanda prevista mais um percentual fixo desta. De modo semelhante, o montante de geração sincronizada deveria ser maior ou igual à carga demandada num determinado

período do dia mais um montante de reserva igual à capacidade da maior máquina sincronizada.

Os critérios determinísticos, embora de fácil entendimento e aplicação, são falhos por não levarem em conta a natureza estocástica dos sistemas de potência. Portanto, as decisões tomadas com base nesses critérios são, na maioria das vezes, soluções pouco econômicas, tanto do ponto de vista do planejamento quanto da operação.

Os métodos probabilísticos, por outro lado, são extremamente hábeis para lidar explicitamente com a extensa quantidade de variáveis aleatórias envolvidas nos sistemas de potência (e.g.: taxa de falha dos equipamentos, erros de previsão de demanda, etc.). Todavia, as empresas do setor elétrico ainda experimentam dificuldades na hora de determinar os montantes de reserva de geração empregando técnicas probabilísticas. Uma das principais razões apontadas é a dificuldade de interpretar índices de risco tais como a *LOLP* (*Loss of Load Probability*) [BA96].

Basicamente, as metodologias probabilísticas permitem obter o risco de uma configuração de geradores não ser capaz de suprir à demanda. Portanto, a decisão sobre quão confiável é o sistema recai sobre o problema das concessionárias terem o conhecimento do nível adequado de risco para o sistema que elas operam e serem capazes de modelar adequadamente os elementos do sistema.

Embora sejam reconhecidas as limitações dos critérios determinísticos, muitas concessionárias ainda se sentem mais confortáveis em utilizá-los. Isso é devido à aceção determinística que os engenheiros têm do sistema de potência. Com vista a diminuir a barreira entre os critérios determinísticos e probabilísticos, em 1994 foi proposta uma nova metodologia que incorpora critérios determinísticos na avaliação de confiabilidade [BF94]. Essa metodologia propõe uma estrutura denominada “*well-being*”, referida nesta tese como análise de bem-estar ou confiabilidade preventiva. Nessa estrutura, os estados operativos do sistema

são divididos em três grupos: estados *Saudáveis*, *Marginais* e de *Falha*, conforme é mostrado na Figura 1.1.

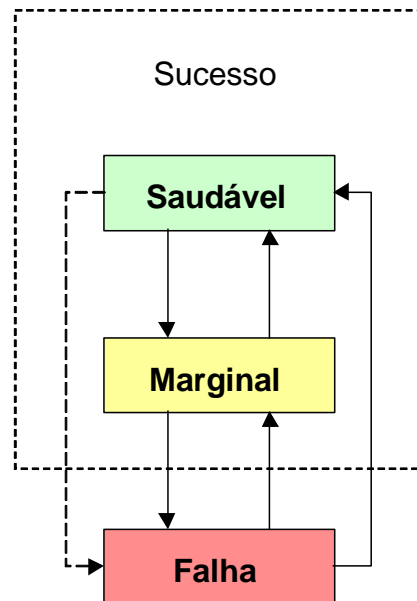


Figura 1.1: Modelo para Análise de Confiabilidade Preventiva

Mediante a aplicação de um critério determinístico, tal como a perda da maior máquina disponível no estado em análise, cada um dos estados mencionados é identificado.

A análise tradicional de confiabilidade adota a divisão dos estados operativos do sistema em apenas dois grupos: sucesso e falha. O sistema opera em estados de sucesso quando a geração é maior que carga momentânea. De modo inverso, quando a carga excede a geração, o sistema opera em estados de falha. Os índices estimados referem-se unicamente à insuficiência de capacidade do sistema e, portanto, nada se pode concluir a respeito do grau de adequação dos estados de sucesso.

Na análise de bem-estar ou confiabilidade preventiva, os estados de sucesso são subdivididos entre saudáveis e marginais, mediante a aplicação de um critério determinístico. Nos estados saudáveis, o sistema apresenta margem de reserva suficiente para suportar o critério determinístico especificado. Nos estados marginais, embora a geração exceda a carga, não há margem de

reserva suficiente para suportar o critério determinístico. Essa reclassificação permite medir o quão distante o sistema opera da fronteira sucesso/falha, possibilitando o cálculo de índices adicionais àqueles usualmente calculados na análise de confiabilidade tradicional.

Nos dias de hoje, reduzir, ou até mesmo conter as alterações climáticas consequentes da emissão de gases causadores do efeito estufa é, indubitavelmente, um dos maiores desafios da humanidade. Isso se deve à diversidade e aos efeitos globais dos impactos ambientais causados por estes gases e, principalmente, às suas consequências econômicas. Dentre os setores cujas atividades implicam em emissões de gases na atmosfera, merece destaque o de geração de energia elétrica. Estima-se que esse setor seja responsável por 38% da emissão de CO<sub>2</sub> e 25% da emissão total de gases poluentes [GW08].

Com vista a reduzir a emissão desses gases aos níveis estabelecidos no protocolo de Kyoto, o setor elétrico vem passando por transformações significativas nas últimas décadas. A cada ano verifica-se um aumento da parcela de fontes renováveis na matriz energética dos sistemas de potência ao redor o mundo. Em busca da diminuição da dependência dos combustíveis fósseis e da redução das emissões de gases causadores do efeito estufa, a produção de energia elétrica por meio de fontes renováveis, em especial a eólica, tem recebido fortes incentivos governamentais. Um exemplo clássico desse interesse pelas fontes renováveis é a Associação Européia de Energia Eólica, a qual tem como meta elevar a capacidade instalada de centrais eólicas na Europa para 150 GW até 2020 [R03].

A quantidade de energia produzida por uma central eólica é inteiramente dependente das condições dos ventos, os quais por sua vez, são fortemente influenciados por condições climáticas e pela disposição geográfica dos aerogeradores. Embora, as condições de vento possam ser previstas com antecedência, são comuns erros de previsão na faixa de 20% a 50% [POGJ05]. Adicionalmente, a energia eólica não pode ser armazenada em sua forma

primária, como acontece com a energia hidráulica. Esses aspectos elevam a complexidade operacional do sistema e aumentam significativamente o nível de incertezas e, conseqüentemente, contribuem para a deterioração da confiabilidade.

Na tentativa de antever os efeitos da penetração de energia eólica nos sistemas de potência, os engenheiros vêm desenvolvendo novas ferramentas e metodologias ao longo dos anos. Diversos estudos visando analisar o impacto da utilização de energia eólica em larga escala na confiabilidade dos sistemas de geração foram realizados nos últimos anos [BC92, CA96, BCG96, BC98, BK01, BBC03, BB04, L05, S06 e LMSR07]. No entanto, verifica-se nestes trabalhos que há uma maior preocupação em analisar como a penetração de energia eólica afeta a capacidade de reserva estática.

No passado, o nível de penetração de energia eólica nos sistemas era desprezível em relação à capacidade total instalada, de tal modo que os impactos causados por essa tecnologia podiam ser desprezados. Entretanto, num futuro próximo, a participação da energia eólica atingirá níveis comparáveis aos das tecnologias convencionais. Como consequência, identificar os impactos causados pela geração eólica na operação dos sistemas tornou-se um importante objeto de discussão no setor elétrico.

A principal questão a ser respondida é até que ponto a penetração de energia eólica no sistema é de fato viável. Isso porque a substituição das térmicas por eólicas fragiliza a reserva operativa do sistema. Sendo assim, para se ter o mesmo nível de confiabilidade é necessário que o montante de reserva sincronizada seja aumentado. Logo, é preciso saber se o acréscimo no custo devido à necessidade de manter um nível maior de reserva sincronizada é compensado pelos benefícios oriundos da inserção de eólicas.

Em face dos problemas citados, a presente tese tem como principal objetivo desenvolver uma metodologia para avaliação da confiabilidade de sistemas de geração, que seja capaz de permitir uma integração dos critérios

determinísticos e probabilísticos na determinação dos requisitos de reserva estática e operativa. O método de simulação Monte Carlo sequencial, associado a modelos que permitem representar a influência das flutuações de capacidade das unidades hidráulicas e eólicas, dos programas de manutenção preventiva e dos erros de previsão de demanda de curto e longo prazo na confiabilidade do sistema, será utilizado para produzir índices tradicionais de confiabilidade, bem como índices de confiabilidade preventiva. Adicionalmente, serão calculados novos indicadores de desempenho que permitirão avaliar a qualidade da reserva de potência disponível não-sincronizada (não-girante).

O objetivo da ferramenta computacional desenvolvida é auxiliar os engenheiros envolvidos com o planejamento de sistema de geração, identificando os períodos em que, provavelmente, o sistema terá dificuldades em suprir a demanda, e apontando algumas medidas corretivas, tais como instalação de novas unidades geradoras, aumento da reserva operativa, gerenciamento dos programas de manutenção preventiva, gerenciamento da demanda e mudanças nas estratégias de operação, tendo em mente um horizonte de médio a longo prazo.

## **1.2 DESENVOLVIMENTO HISTÓRICO**

Há cerca de 70 anos alguns pesquisadores já apontavam a necessidade de metodologias capazes de lidar com a natureza estocástica dos sistemas de potência [BA96]. Desde essa época até os dias atuais uma extensa quantidade de estudos relacionados à utilização de técnicas probabilísticas para o planejamento e a operação dos sistemas de potência tem sido realizada. Os trabalhos mais relevantes nesta área são encontrados em sete amplas bibliografias que foram publicadas em 1966 [B66], 1972 [B72], 1978 [APM78], 1984 [ABL84], 1988 [ABSS88], 1994 [ABBG94] e 2001 [BFB01]. É possível verificar nessas bibliografias, no que se refere aos sistemas de geração, que uma maior atenção tem sido dada ao planejamento de longo prazo, i.e., dimensionamento da reserva estática.

Nas subseções seguintes são apresentadas as contribuições de alguns trabalhos pertinentes às áreas pesquisadas nesta tese.

### 1.2.1 Reserva Estática

As primeiras metodologias probabilísticas desenvolvidas para auxiliar os planejadores na determinação das configurações de expansão dos sistemas de geração baseavam-se no cálculo de índices de perda de carga, tais como o LOLE (*Loss of Load Expectation*) e EENS (*Expected Energy not Supplied*) [BA96]. O cálculo desses índices era realizado por meio de uma tabela de probabilidades das capacidades indisponíveis (COPT – *Capacity Outage Probability Table*) combinada com um modelo apropriado da curva de carga do sistema.

Em vista da necessidade de uma avaliação mais completa dos sistemas de geração, os métodos probabilísticos evoluíram de modo a permitir o cálculo de índices de frequência e duração (F&D) [BA92]. Em [LMC91] foi proposta uma formulação do método F&D de forma generalizada, permitindo que os modelos de geração e carga prescindissem da propriedade do equilíbrio de frequência. Dessa forma, foi possível reproduzir com maior precisão o comportamento da carga do sistema, utilizando um modelo de Markov com múltiplos estados desequilibrados em frequência.

A referência [LMC91] propôs, também, um método para calcular índices de confiabilidade em sistemas hidrotérmicos, levando em consideração os efeitos das políticas de despacho e de coordenação hidrotérmica. No entanto, a metodologia mostrou ser válida somente para sistemas nos quais o desacoplamento entre os problemas elétrico e energético seja possível. Além disso, essa metodologia requer ferramentas de programação matemática (e.g. programação dinâmica estocástica) para determinar as capacidades máximas de cada unidade geradora hidráulica, com base nas séries hidrológicas históricas.

É sabido que tanto o modelo representativo da carga quanto os parâmetros estocásticos utilizados para modelar o comportamento dos equipamentos do sistema de potência (e.g. taxa de falha) nos estudos de confiabilidade referem-se a valores médios. Então, visando verificar o grau de dispersão dos índices de confiabilidade estimados, em função das incertezas nos parâmetros estocásticos da geração, as referências [C90] e [LCM92] propuseram uma metodologia, a qual se baseia na formulação do método F&D proposta em [LMC91], para avaliação da confiabilidade de sistemas de geração levando em consideração as incertezas contidas nos dados.

Uma análise de confiabilidade de sistemas hidrotérmicos com maior nível de detalhamento requer a reprodução do comportamento dependente do tempo de diversos elementos do sistema hidrelétrico. Devido a isso, o método de simulação Monte Carlo sequencial tem se mostrado o mais apropriado para esse tipo de aplicação. Em [AR89] e [AR91] são propostos modelos matemáticos capazes de representar a influência da operação dos reservatórios, dos regimes de chuvas e das políticas de coordenação hidrotérmica no cálculo dos índices de confiabilidade. Embora os modelos propostos nessas referências permitam uma representação com alto nível de detalhamento da operação dos sistemas hidrotérmicos, é bem provável que os planejadores encontrem dificuldades em aplicá-los a sistemas reais de grande porte, devido à grande quantidade de parâmetros exigidos.

A determinação do valor da confiabilidade sempre foi uma preocupação comum entre engenheiros de sistemas de potência. É sabido que um elevado grau de confiabilidade proporciona certos benefícios à sociedade devido à redução dos custos associados ao não suprimento da demanda. Por outro lado, a manutenção desse elevado grau de confiabilidade resulta em altos custos de investimentos na expansão e operação, os quais serão refletidos nas tarifas impostas aos consumidores. Por isso, o nível ótimo de risco deve ser tal que busque o equilíbrio entre o custo necessário para manter esse grau de confiabilidade e os benefícios proporcionados por ele. Exemplos de



metodologias para o planejamento da reserva estática que buscam estabelecer tal equilíbrio são encontrados em [BO88, BG90 e DGF96].

Em face do crescente interesse pela produção de eletricidade a partir da energia cinética contida nos ventos, diversos trabalhos têm proposto modelos para representar as unidades de geração eólica. Em 1992 Billinton e Chowdhury [BC92] propuseram um método analítico, baseado na COPT, para o cálculo de índices de confiabilidade em sistema de geração na presença de unidades eólicas. O método proposto utiliza uma COPT para representar os estágios de capacidade devido às variações do vento e outra COPT para representar os estágios de capacidade devido às falhas dos aerogeradores. Os índices de confiabilidade são obtidos por meio da combinação dos dois modelos anteriores com um modelo apropriado da curva de carga.

O método sugerido em [BC92] mostrou ser adequado somente para aplicações a sistemas de pequeno porte. Além disso, a consideração de vários níveis de energia (estados de capacidade) dos aerogeradores dificulta a aplicação do método.

Em [CA96] é proposto um modelo de Markov com múltiplos estados para representar as variações da velocidade do vento, no qual cada estado está associado a uma faixa de velocidade do vento. O processo de falha e reparo dos aerogeradores é reproduzido por meio de um modelo de Markov com dois estados. O modelo representativo do parque eólico é obtido pela combinação dos modelos de falha/reparo com o modelo das variações do vento. O cálculo dos índices é realizado aplicando-se as técnicas de Markov.

De modo semelhante ao método proposto em [BC92], a técnica apresentada em [CA96] mostrou-se apropriada somente para sistemas de pequeno porte e para os casos em que podem ser considerados poucos níveis de variação dos ventos para as unidades eólicas.

Também na referência [L05] é proposta a representação das centrais de geração eólica por meio da combinação dos modelos representativos do comportamento operativo do aerogerador com um modelo representativo da variação da velocidade do vento. Para representar o aerogerador é empregado um modelo de Markov com dois estados, ao passo que para modelar a variação do vento utiliza-se um modelo de Markov com múltiplos estados. A modelagem proposta em [L05] trouxe inovações com relação ao modelo proposto em [CA96], por permitir a transição entre estados adjacentes no modelo de Markov empregado para representar a variação da velocidade do vento. Entretanto, a referência [L05] concentrou-se na avaliação da disponibilidade de energia eólica, levando em conta a variação da velocidade do vento, o processo de falha/reparo e curva de potência dos aerogeradores. Os índices avaliados não consideram a carga do sistema onde as centrais eólicas estão instaladas.

Também para o caso dos estudos de confiabilidade de sistemas de geração envolvendo a presença de fontes de energia eólica, o método de simulação Monte Carlo sequencial mostrou-se mais apropriado. Exemplos de aplicação dessa técnica são encontrados em [BK01, BBC03 e BB04]. Em todos esses trabalhos a influência da flutuação de capacidade das unidades eólicas em função das variações de velocidade dos ventos é representada por meio de um modelo de média móvel auto-regressivo. Esse modelo em conjunto com a simulação Monte Carlo sequencial mostrou-se capaz de produzir índices de confiabilidade com maior precisão, além de possibilitar a aplicação da metodologia a sistemas reais de grande porte.

### **1.2.2 Reserva Operativa**

Um dos primeiros trabalhos a utilizar técnicas probabilísticas para dimensionar a reserva girante foi proposto na década de 60 por um grupo de engenheiros responsáveis pelo sistema interligado Pennsylvania - New Jersey - Maryland [ABCH63]. Esse método ficou conhecido pelo acrônimo PJM. Por meio desse método, o montante de geração sincronizada é programado em função de um

limite de risco pré-estabelecido, o qual deve ser mantido constante ao longo da operação do sistema. O risco calculado refere-se à capacidade do montante de geração sincronizada não ser suficiente para suprir a demanda durante um período no qual não é possível iniciar uma nova unidade ou executar reparos naquela que tenha se tornado indisponível.

Em [BC88] é proposta uma variação do método PJM para a determinação dos montantes de reserva girante em sistemas interligados multi-áreas. Essa metodologia sugere que ao invés de um único índice de risco, sejam utilizados dois índices de risco para o dimensionamento da reserva girante: um índice de risco para o sistema independente (*SSR – Single System Risk*) e o outro para o sistema interligado (*ISR – Interconnected System Risk*). Assim, num primeiro momento, as unidades de cada sistema são sincronizadas até que o critério de risco *SSR* seja alcançado para cada sistema. Uma vez que as unidades sincronizadas em cada sistema satisfaçam ao critério *SSR*, consideram-se as contribuições das interligações e obtém-se o índice de risco do sistema interligado (*ISR*). Para aquele sistema, cujo *ISR* esteja mais distante do valor desejado, uma nova unidade geradora é sincronizada. Caso todos os sistemas apresentem um *ISR* elevado, as próximas unidades, seguindo a ordem de mérito de cada um dos sistemas, devem ser sincronizadas. Esse procedimento prossegue até que todos os sistemas sejam capazes de satisfazer o critério de risco interligado. Os efeitos da utilização das unidades de partida rápida e da reserva quente são também explorados em [BC88]. O termo reserva quente é utilizado para designar as unidades geradoras térmicas nas quais o turbo-gerador é desligado, mas a caldeira permanece aquecida. Sendo assim, o tempo de partida das unidades em reserva quente é bem menor que aquele necessário para iniciar as máquinas térmicas que foram completamente desligadas.

A metodologia proposta em [BC88] apresenta um artifício para contornar as dificuldades encontradas na determinação dos montantes de reserva em sistemas interligados. Entretanto, a representação adotada para os componentes do sistema impõe algumas restrições. Por exemplo, a inclusão do

efeito da variação de capacidade de algumas fontes de energia em função da variabilidade dos recursos primários (e.g. geração eólica) pode tornar o método complexo.

Alguns anos depois, Khan e Billinton [KB95] propuseram a avaliação dos requisitos de reserva girante em sistemas interligados multi-áreas levando em consideração as restrições de capacidade e as falhas do sistema de transmissão. Nessa metodologia, os conceitos de estados operativos sugeridos em [BK92] são utilizados para identificar a probabilidade de o sistema operar em cada um dos estados: normal, alerta, emergência e extrema emergência. Os conceitos apresentados em [BC88] referentes à utilização de dois índices de risco para avaliar o montante de reserva girante é também empregado em [KB95]. Além disso, nessa referência são mostrados os efeitos da utilização da reserva quente e de unidades de partida rápida.

Khan e Billinton trouxeram contribuições importantes, demonstrando que a não consideração das restrições impostas pelos circuitos de transmissão, tanto no aspecto de capacidade de transmissão quanto das falhas, implicam em diferenças significativas no cálculo do índice de risco para os sistemas interligados. Também nesse trabalho, verificam-se algumas limitações no que se refere à representação de aspectos temporais, como já mencionado anteriormente.

Uma extensão do método PJM combinada com o conceito do emprego de dois índices de risco para o dimensionamento da reserva girante em sistemas multi-áreas, proposto em [BC88], é também apresentada em [ML96] e [ML97]. Nesses trabalhos, além da avaliação dos montantes de reserva de cada área, bem como do sistema interligado, são avaliadas também as contribuições entre as áreas.

Em 1994 Billinton e Fotuhi-Firuzabad [BF94] propuseram uma estrutura simplificada de divisão dos estados operativos do sistema, a qual deriva do modelo apresentado em [BK92]. Essa estrutura propõe a divisão dos estados

operativos do sistema em três grupos: saudáveis, marginais e de falha. Essa metodologia incorpora o conceito de divisão dos estados operativos no método PJM. Assim, em cada estado de capacidade em análise aplica-se um critério determinístico, por exemplo, a perda da maior máquina sincronizada. Desse modo, se o montante de geração sincronizada menos a maior máquina for maior que a carga, o sistema encontra-se na região saudável. Caso a geração sincronizada seja maior que a carga, mas não o suficiente para suportar a perda da maior máquina, o sistema opera na região marginal. Por fim, a insuficiência de geração caracteriza um estado de falha. Billinton e Fotuhi-Firuzabad propõem, então, que o montante de geração sincronizada seja programado de forma que o risco de falha e a probabilidade de residência na região saudável satisfaçam aos valores limites estabelecidos.

Em [FBA96] é proposta uma metodologia para avaliar a capacidade de resposta da reserva girante. Um índice de risco denominado estado de risco do tempo de resposta da geração (*GSRSR – Generating System Response State Risk*) é utilizado para determinar como o montante de reserva girante deve ser distribuído entre as unidades sincronizadas. Os conceitos da divisão dos estados operacionais propostos em [BF94] são também aplicados em [FBA96] para classificar a capacidade de resposta da reserva girante em saudável, marginal ou em risco. A definição das regiões de operação é semelhante àquela descrita anteriormente. A reserva girante é considerada em situação saudável, quando esse montante de reserva, mesmo na ausência de uma das máquinas sincronizadas, é ainda capaz de responder em tempo hábil a um distúrbio, sem que haja necessidade de cortar carga ou sincronizar uma nova unidade. Na condição marginal, embora exista capacidade em reserva com tempo de resposta dentro do limite de tempo especificado, esse montante não é suficiente para suportar a perda de uma das máquinas sincronizadas. Por fim, na condição de risco, na hipótese da ocorrência de uma contingência, haverá corte de carga antes que uma medida corretiva seja tomada. Neste caso, o montante de reserva girante é menor ou igual à quantidade de reserva destinada à reserva de regulação.

Essa metodologia propõe que, após ter sido determinado o número de unidades que serão sincronizadas, o montante de reserva girante deve ser alocado entre as unidades de modo a satisfazer o critério de tempo de resposta. Esse critério pode ser um valor pré-definido de risco de não haver margem de reserva com tempo de resposta adequado (*GSRSR*), uma probabilidade de residência na região saudável ou uma combinação de ambos.

Neste trabalho foi demonstrado, por meio da aplicação da metodologia a um sistema teste que, embora o sistema tenha um montante de reserva sincronizado que garanta uma pequena probabilidade de falha, esse montante pode não estar adequadamente distribuído entre as unidades. Assim, o tempo de resposta do sistema pode estar além dos limites aceitáveis.

Com o aumento da competição no setor elétrico, a redução dos custos envolvidos na operação dos sistemas tornou-se uma preocupação comum entre as concessionárias. A capacidade de reserva girante é um dos aspectos que tem impacto significativo no custo de operação e tem sido objeto de constantes estudos. Em [GMBK99] é proposta uma metodologia para a programação da geração que permite reduzir o custo de produção e ao mesmo tempo garantir um nível desejado de confiabilidade. Essa metodologia propõe uma integração das ferramentas de programação da geração com o método PJM. A idéia central é manter um nível de risco desejável ao longo da operação do sistema, com um custo mínimo de operação. Esse custo envolve os gastos com combustíveis e os custos associados ao não atendimento da demanda.

Para cada intervalo de tempo definido, as unidades são programadas com base em um algoritmo que emprega o método de relaxação de Lagrange. Em seguida, realiza-se o cálculo do risco utilizando o método PJM. O risco obtido é comparado com o risco desejado, e se necessário mais unidades são adicionadas. A utilização do método de relaxação de Lagrange pode conduzir a um montante de reserva girante além do necessário em alguns dos intervalos de programação. Por esse motivo, após o término da programação das

unidades, para aqueles intervalos em que há unidades sincronizadas em excesso, realiza-se uma reavaliação do risco a fim de eliminar o excesso.

Sendo assim, se em algum intervalo a reserva em excesso é maior que a capacidade da unidade marginal, desliga-se essa unidade. Se a remoção dessa unidade não causar a violação de nenhuma das restrições operativas impostas, o índice de risco e o custo total dessa nova condição são calculados. Caso essa modificação não resulte em redução do custo (por um possível aumento devido ao custo associado ao desligamento da unidade), essa unidade volta a ser sincronizada. Esse procedimento é repetido para todos os intervalos desejado, até que o desligamento das unidades marginais não seja possível ou economicamente viável.

Em [GMBK99] os autores tiveram a preocupação em considerar o efeito do erro na previsão de demanda na determinação dos requisitos de reserva. O erro na previsão de demanda foi modelado por meio de uma distribuição normal discretizada em sete impulsos [BA96]. No entanto, aspectos como a utilização de unidades de partida rápida e reserva quente não foram considerados nos estudos realizados. Além disso, o custo de interrupção utilizado foi uma aproximação dada pelo produto da energia não suprida pelo valor da perda de carga (*VOLL – Value of Loss of Load*).

Dependendo das características das unidades geradoras (e.g. taxa de falha), pode ser necessário que o algoritmo de programação das unidades seja executado diversas vezes antes de se obter o nível de risco desejado para o sistema. Devido a esse fato, a metodologia pode demandar um esforço computacional grande, inviabilizando a sua utilização em sistemas de grande porte.

Também em [OK07] é proposta uma metodologia para determinar o montante de reserva girante com base na análise dos custos necessários para manter as máquinas sincronizadas e o custo associado ao não atendimento da demanda. Em vista do alto custo computacional necessário para realizar a programação

das unidades, incluindo as restrições de confiabilidade, essa metodologia sugere a realização de uma pré-otimização dos requisitos de reserva antes de ser executado o algoritmo de programação das unidades.

Na fase de pré-otimização, o objetivo é determinar, para cada hora, o montante de reserva girante que minimize o custo total de operação, o qual é composto pelos custos de produção e o custo associado ao não suprimento da demanda. Sendo esse último calculado de forma aproximada pelo produto da energia não suprida pelo valor da perda de carga (VOLL). Nessa fase, as relações temporais entre os elementos do sistema são desprezadas. Numa fase posterior, os montantes de reserva determinados, para cada hora, na fase de pré-otimização são utilizados como dados de entrada para o algoritmo de programação da geração. Nessa fase, os geradores são programados levando em conta as restrições de tempos de partida e desligamento, limites mínimo e máximo de capacidade, além respeitar as dependências temporais entre os elementos.

Em [LA07] foi proposta uma metodologia para avaliar os requisitos de reserva de potência operativa em mercados de energia não-regulados ou competitivos. O foco foi a determinação dos requisitos de reserva para todos os mercados de reserva: regulação, girante, não-girante e de reposição. Adicionalmente, foi determinado o preço máximo de oferta em cada mercado, evitando a possibilidade de especulação.

Para alcançar esse propósito, a metodologia desenvolvida sugere que a determinação dos montantes de reserva seja realizada com base nos preços de oferta em cada submercado de reserva e no custo associado à interrupção no fornecimento de energia (LOLC – *Loss of Load Cost*). Assim, ao invés de um nível de risco, os montantes de reserva em cada submercado são definidos com base nos custos necessários para sincronizar novas máquinas e no benefício proporcionado por elas no custo de interrupção. Desse modo, uma nova máquina será colocada em operação se a redução no custo de



interrupção proporcionado por esta unidade for maior que o custo necessário para por tal máquina em operação.

A metodologia proposta em [LA07] trouxe contribuições importantes para o setor elétrico. A proposta de utilizar o custo de interrupção (LOLC) como um agente fictício no mercado de reserva permite que os montantes de reserva sejam determinados de forma mais eficiente. Isso porque essa metodologia proporciona um balanço entre os custos operacionais e a confiabilidade, eliminando a possibilidade de sobredimensionamento ou subdimensionamento dos montantes de reserva, bem como o aparecimento de elevados preços de oferta nos mercados.

Recentemente, estudos foram conduzidos por empresas do setor elétrico europeu com o objetivo de avaliar o impacto da penetração de energias renováveis na reserva de potência operativa dos sistemas de geração, tendo em mente um horizonte de longo prazo [PMGS08 e MPRF09]. Nesses estudos, foi utilizado o método de simulação monte Carlo cronológica em conjunto com modelos apropriados para representar a flutuação das capacidades das fontes renováveis (e.g.: hidráulica, eólica, solar, etc.). Foram também adotadas algumas simplificações na representação das unidades geradoras e nas regras que representam as estratégias de operação.

A primeira simplificação diz respeito à modelagem dos tempos de partida das unidades geradoras. Esse parâmetro não foi representado explicitamente, assumindo-se algumas simplificações, as quais são detalhadas mais adiante. A segunda refere-se à programação da geração. A cada hora, de acordo com a flutuação da carga, as unidades são selecionadas, seguindo uma lista de ordem de mérito pré-determinada, para satisfazer a carga e atender ao critério de reserva girante especificado.

No processo de simulação, a cada hora, considera-se que todas as unidades disponíveis podem ser ligadas ou desligadas sem qualquer restrição. A única limitação com relação ao tempo de partida é considerada quando ocorre a

avaria de alguma unidade geradora. Neste caso, após novas unidades serem selecionadas para recompor a geração sincronizada (i.e. satisfazer a carga mais o nível especificado de reserva girante), desconta-se do montante de geração sincronizada (incluindo as novas unidades), por um período de uma hora, independentemente de sua tecnologia, uma quantidade equivalente à capacidade da(s) unidade(s) falhada(s).

Por fim, essa metodologia foi aplicada aos sistemas de geração de Portugal e Espanha, avaliando as configurações de expansão desses sistemas previstas para o período de 2005 a 2025.

Com base na descrição das contribuições dos principais trabalhos pertinentes à avaliação dos requisitos de reserva de capacidade de sistemas de geração, pode-se perceber que, embora o desempenho da reserva operativa esteja relacionado à expansão do sistema de geração, esse aspecto não é abordado nos estudos. Geralmente, os estudos de expansão do sistema de geração são realizados sem se preocuparem com os efeitos que a expansão trará na reserva operativa. Outro aspecto notado é a carência de estudos envolvendo a avaliação do impacto de penetração de energia eólica na determinação do montante de reserva operativa.

A presente tese, visando contornar a situação descrita anteriormente, propõe o desenvolvimento de uma metodologia para avaliação da confiabilidade de sistemas de geração capaz de realizar uma análise integrada das reservas estática e operativa. Além disso, a determinação dos requisitos de reserva operativa, tendo em mente um horizonte de longo prazo, levando em consideração a influência da penetração de energia eólica, bem como das estratégias de operação e de alguns parâmetros característicos das unidades geradoras (e.g. tempo de partida) fazem também parte dos estudos realizados nesta tese.

### 1.3 ESTRUTURA DA TESE

Esta tese está dividida em seis capítulos, os quais são resumidos a seguir.

O presente capítulo descreveu o problema enfrentado pelos engenheiros de sistemas de potência na determinação dos requisitos de reserva dos sistemas de geração, tanto do ponto de vista do planejamento da expansão quanto da operação. Foi apresentada, também, a razão pela qual a análise de bem-estar ou confiabilidade preventiva vem sendo incorporada nos critérios adotados no planejamento e operação dos sistemas. Em seguida, foram abordadas as dificuldades enfrentadas pelo setor de geração em cumprir com as metas estabelecidas pelo protocolo de Kyoto. A grande preocupação é determinar corretamente as proporções entre a geração convencional e a renovável de modo que o nível de emissões atinja as metas estabelecidas, sem, no entanto, degradar o nível de confiabilidade dos sistemas. Por fim, foram enumeradas as contribuições dos principais trabalhos pertinentes aos assuntos discutidos nesta tese.

O Capítulo 2 descreve os principais métodos analíticos e de simulação empregados na avaliação da confiabilidade de sistemas de geração: enumeração de estados, simulação Monte Carlo não-sequencial e simulação Monte Carlo sequencial. Nesse capítulo são apresentados os modelos representativos das unidades térmicas, hidráulicas e eólicas, os quais foram utilizados nos estudos realizados. Apresentam-se também os critérios e práticas comumente adotados no planejamento da expansão de sistemas de geração.

O Capítulo 3 refere-se à avaliação da confiabilidade de sistemas de geração, tendo como foco o planejamento da reserva operativa. Primeiramente, é feita uma revisão da metodologia tradicional empregada para a determinação dos requisitos de reserva girante, conhecida na literatura por método PJM. Em seguida, apresenta-se uma nova proposta de avaliação dos requisitos de reserva girante, tendo em mente um horizonte de médio a longo prazo, a qual

se baseia, fundamentalmente, no método de simulação Monte Carlo cronológica. Por fim, é apresentado um modelo alternativo de avaliação dos requisitos de reserva de potência operativa em sistemas de geração, o qual pode ser visto como uma simplificação da metodologia proposta nesta tese.

O Capítulo 4 ilustra a aplicação da metodologia desenvolvida por meio de estudos de casos realizados com configurações do sistema teste IEEE RTS-96 e configurações do sistema de geração de Portugal. O sistema original IEEE RTS-96 foi alterado para atender as necessidades e objetivos dos estudos. A primeira alteração diz respeito à consideração de séries hidrológicas históricas para representar a flutuação da capacidade disponível das unidades hidráulicas. Essa configuração foi denominada RTS-96H. Em seguida, a configuração RTS-96H foi modificada para contemplar a análise do efeito de inserção de energia eólica no sistema. Para tal, uma unidade térmica de 350 MW a carvão foi substituída por 1526 MW de origem eólica. Adicionalmente, foram incluídas séries eólicas históricas para representar a flutuação da capacidade disponível em função das variações da velocidade dos ventos.

Ainda no Capítulo 4 são apresentados os estudos realizados com as configurações do sistema de geração de Portugal. Foi avaliado o nível de confiabilidade das reservas estática e operativa (reserva girante e não-girante) considerando as configurações desse sistema para o ano de 2005 e uma perspectiva de expansão para o ano de 2025.

No Capítulo 5 são apresentados alguns aspectos complementares com relação à metodologia desenvolvida. Primeiramente demonstra-se, por meio de estudos de casos utilizando configurações do sistema teste IEEE RTS-96, como a ferramenta de análise de confiabilidade desenvolvida pode ser utilizada para subsidiar os planejadores na definição de um padrão de confiabilidade, e na decisão sobre qual configuração de geradores é mais apropriada para o sistema. Também neste capítulo é abordado o tratamento de incertezas na previsão do crescimento da carga, bem como as incertezas inerentes à

---

produção eólica. Por fim, mostra-se como a metodologia pode ser utilizada para auxiliar na elaboração de um plano de manutenção preventiva.

Finalmente, o Capítulo 6 sumariza as principais contribuições deste trabalho e as conclusões referentes aos modelos desenvolvidos e às análises realizadas. Adicionalmente, mostram-se as perspectivas de continuação deste trabalho.

# **CAPÍTULO 2**

## **CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO – RESERVA ESTÁTICA**

### **2.1 INTRODUÇÃO**

A função primordial dos sistemas de potência é garantir o suprimento ininterrupto de energia elétrica com qualidade (i.e. dentro dos limites de tensão e frequência), sem, no entanto onerar os consumidores com elevadas tarifas cobradas pelos serviços prestados. A eletricidade tornou-se essencial para o desenvolvimento econômico e social das sociedades modernas, impulsionando o crescimento dos sistemas de potência. Esses sistemas evoluíram, ao longo do tempo, de pequenos sistemas isolados para grandes e complexos sistemas interligados com abrangência nacional, ou até mesmo, continental.

O elevado grau de complexidade e o comportamento estocástico desses sistemas inviabilizam a operação sem interrupções no fornecimento de energia. No entanto, um nível satisfatório na qualidade do fornecimento pode ser alcançado se constantemente forem realizados investimentos na expansão e operação destes sistemas.

O montante a ser investido, tanto na fase de planejamento da expansão quanto da operação, tem sido um dilema para os engenheiros de sistemas de potência. Um elevado grau de confiabilidade requer altos investimentos, os quais serão refletidos nos custos repassados aos consumidores. Por outro lado, investimentos menores podem não garantir níveis adequados de confiabilidade.

Ferramentas e critérios para expansão e operação foram desenvolvidos ao longo dos anos, visando assessorar os engenheiros na difícil tarefa de planejar e operar os sistemas de potência. Inicialmente, critérios puramente determinísticos eram empregados no dimensionamento dos níveis de reserva estática e operativa. Com o passar do tempo percebeu-se que tais critérios eram insuficientes para lidar com a natureza estocástica dos elementos do sistema. Aos poucos, esses critérios foram dando lugar às técnicas probabilísticas, as quais se têm mostrado muito mais adequadas para determinação dos níveis de reserva.

O presente capítulo apresenta uma revisão das principais técnicas probabilísticas empregadas nos estudos de confiabilidade de sistemas de geração. São mostrados também os modelos utilizados para representar as unidades hidráulicas, térmicas e eólicas utilizados neste trabalho. Por fim, é feita uma abordagem sucinta do processo de avaliação da reserva estática em sistemas de geração.

## **2.2 CONCEITOS BÁSICOS**

Para os estudos de confiabilidade os sistemas de potência podem ser divididos em três áreas funcionais: geração, transmissão e distribuição. Cada uma dessas áreas pode ser analisada separadamente e posteriormente os resultados podem ser combinados para se obter uma estimativa do grau de confiabilidade do sistema como um todo.

Na análise de confiabilidade de sistemas de geração supõe-se que toda a carga e a geração estão concentradas em uma única barra. As restrições no transporte de energia impostas pela rede de transmissão e distribuição são ignoradas. Desse modo, assume-se que os sistemas de transmissão e distribuição são extremamente confiáveis e capazes de transportar a energia produzida nas usinas até os pontos de consumo. Sendo assim, o desempenho do sistema é medido pela simples comparação entre a geração disponível e a carga momentânea.

O problema consiste basicamente em determinar a habilidade do sistema em suprir a demanda, levando em consideração as variações na carga e a ocorrência de eventos aleatórios (e.g.: falha de equipamentos, indisponibilidade de recursos energéticos) que afetam a capacidade disponível de geração.

O modelo de Markov a dois estados, como o apresentado na Figura 2.1, é frequentemente utilizado para representar as unidades geradoras. Modeladas desta forma, as unidades geradoras podem ser encontradas em dois estados operacionais: disponível (*UP*) e indisponível (*DOWN*).

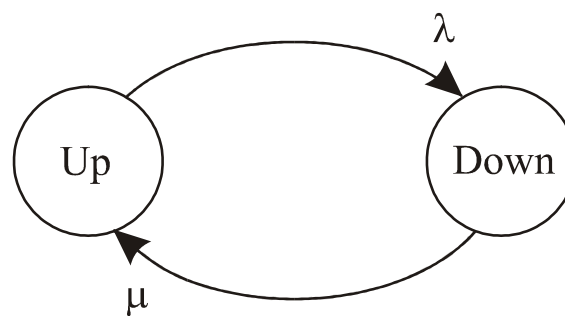


Figura 2.1: Modelo de Markov com Dois Estados

Os estados se comunicam por meio das taxas de falha e reparo, as quais são representadas por  $\lambda$  e  $\mu$ , respectivamente. A taxa de falha é dada pela razão entre o número de vezes que o gerador falha e o tempo total em que este permaneceu em operação. De modo análogo, a taxa de reparo é a razão entre o número de reparos executados no gerador e o tempo total que ele permaneceu em reparo. Essas taxas têm dimensões de número de ocorrências por unidade de tempo e são, usualmente, expressas em termos de ocorrências por ano, no caso dos equipamentos utilizados nos sistemas de potência.

Conhecendo-se os parâmetros  $\lambda$  e  $\mu$  é possível determinar as probabilidades limites dos estados operacionais, a frequência de entrada ou saída e o tempo de permanência nesses estados. No caso do modelo a dois estados, as probabilidades são dadas pelas Equações (2.1) e (2.2) e são, usualmente, referidas como: disponibilidade (*A*) e indisponibilidade (*U*), ou taxa de saída forçada - *FOR* (*forced outage rate*).



$$A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (2.1)$$

$$U = 1 - A = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} \quad (2.2)$$

A frequência de encontro de um estado é dada pelo produto da probabilidade de ocorrência deste pela soma das taxas de transição que partem do mesmo.

O funcionamento de uma unidade geradora depende de diversos componentes auxiliares. A falha de um desses componentes pode não resultar na perda total de capacidade, podendo a unidade continuar funcionando em um estado de capacidade intermediária. Sendo assim, as unidades geradoras podem ser representadas com maior precisão por modelos de Markov com múltiplos estados. Nesse caso, os modelos são descritos em termos das taxas de transição entre os estados.

A taxa de transição entre dois estados  $i$  e  $j$  quaisquer ( $\lambda_{ij}$ ) é definida como a razão entre o número de vezes que o componente transita do estado  $i$  para o estado  $j$  e o tempo total de permanência no estado  $i$ . Os conceitos apresentados para o modelo a dois estados são facilmente estendidos aos modelos com múltiplos estados [BA92].

Nos estudos de confiabilidade da geração é, frequentemente, empregado um modelo de Markov com múltiplos estados para representar as variações da carga ao longo do período de tempo analisado. Neste caso, cada estado está associado ao nível de carga e as taxas de transição representam a periodicidade com que a carga passa de um nível para outro.

Em linhas gerais, nas metodologias de análise da confiabilidade de sistema de geração estão presentes três passos básicos:

- Construção do modelo de capacidade com base nas características das unidades geradoras;
- Obtenção de um modelo de carga apropriado;
- Obtenção do modelo de risco do sistema, combinando os modelos de capacidade e da carga.

As técnicas existentes para avaliação da confiabilidade de sistemas de geração podem ser divididas em duas categorias: analíticas e de simulação. De modo geral, as metodologias analíticas adotam a representação do sistema por espaço de estados, ao passo que as técnicas de simulação empregam tanto a representação por espaço de estados quanto a representação cronológica.

Os índices tradicionalmente calculados na análise de confiabilidade de sistemas de geração referem-se à falha, a qual se caracteriza pela insuficiência de geração. O objetivo desses índices é estimar a probabilidade de ocorrência, o montante de energia não suprida, a frequência e a duração média, bem como os custos associados às falhas do sistema. A seguir apresentam-se os principais índices de confiabilidade tradicional calculados para sistemas de geração.

- LOLP – *loss of load probability* (probabilidade de perda de carga);
- LOLE – *loss of load expectation* (perda de carga esperada);
- EPNS – *expected power not supplied* (potência esperada não suprida);
- EENS – *expected energy not supplied* (energia esperada não suprida);
- LOLF – *loss of load frequency* (frequência de perda de carga);
- LOLD – *loss of load duration* (duração da perda de carga);
- LOLC – *loss of load cost* (custo esperado da perda de carga).

Com o advento da análise de bem-estar ou confiabilidade preventiva [BK92, BL94 e BF94], novos índices, os quais medem o grau de conforto do sistema,

foram introduzidos na análise de confiabilidade. A estrutura empregada para análise de confiabilidade preventiva propõe a subdivisão dos estados de sucesso entre saudáveis e marginais, conforme pôde ser visto na Figura 1.1.

Os índices de confiabilidade preventiva referem-se à probabilidade, a frequência e duração dos estados saudáveis e marginais, e são apresentados a seguir.

- $\text{Prob}\{S\}$  – Probabilidade de residência em estados saudáveis;
- $\text{Prob}\{M\}$  – Probabilidade de residência em estados marginais;
- $\text{Freq}\{S\}$  – Frequência de ingresso na região saudável;
- $\text{Freq}\{M\}$  – Frequência de ingresso na região marginal;
- $\text{Dur}\{S\}$  – Duração média na região saudável;
- $\text{Dur}\{M\}$  – Duração média na região marginal.

### 2.3 REPRESENTAÇÃO POR ESPAÇO DE ESTADOS

Na representação por espaço de estados, o sistema é descrito pelos seus estados e pelas possíveis transições entre eles. Um estado do sistema representa uma condição particular na qual cada componente encontra-se em seu próprio estado, i.e., operando, falhado ou em outra condição relevante. A transição entre estados do sistema é caracterizada pela mudança do estado de um único componente.

Cada estado do sistema de potência contendo  $m$  componentes, entre eles a carga, é representado por um vetor  $x = \{x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_m\}$ , sendo  $x_j$  o estado do  $j$ -ésimo componente. O conjunto de todos os possíveis estados do sistema é o espaço de estado  $X$ . Conhecendo-se a probabilidade de ocorrência dos estados de cada componente é possível determinar a distribuição de probabilidade do vetor  $x$ ,  $P(x)$ , ou seja, a probabilidade de ocorrência de cada estado do sistema. Se as falhas dos componentes e as transições da carga

forem estatisticamente independentes,  $P(x)$  é dada pelo produto das probabilidades individuais associadas aos estados dos componentes, incluindo a carga.

O desempenho de cada estado  $x$  é avaliado por meio de funções teste representadas por  $F(x)$ . Tais funções têm por finalidade verificar se a configuração de unidades geradoras selecionada é capaz de suprir a carga. Por exemplo,  $F(x)$  pode representar o montante de carga cortada necessário para aliviar uma restrição de geração. Nesse caso,  $x$  é um estado de falha se  $F(x) > 0$ , i.e., se há corte de carga associado ao estado  $x$ . Por outro lado,  $F(x) = 0$  indica que  $x$  é um estado de sucesso, para o qual a geração disponível é suficiente para atender à carga momentânea.

Os índices de confiabilidade são, então, calculados como o valor esperado das respectivas funções teste.

$$E[F] = \sum_{x \in X} F(x)P(x) \quad (2.3)$$

### 2.3.1 Enumeração de Estados

Na enumeração de estados o objetivo é analisar todos os possíveis estados do sistema. Esse método pode tornar-se computacionalmente dispendioso dependendo da dimensão do sistema. Isso porque o número de estados cresce exponencialmente com o número de componentes do sistema. Por exemplo, um sistema contendo  $m$  geradores representados pelo modelo de Markov a  $n$  estados possui  $n^m$  estados possíveis.

Uma forma inteligente de avaliar todos os possíveis estados do sistema é empregando a técnica de convolução. Essa técnica consiste em obter os modelos de capacidade, carga e risco do sistema por meio da combinação dos elementos utilizando a operação de convolução. O modelo de capacidade é obtido combinando-se as unidades geradoras uma a uma de forma a se obter

uma unidade geradora equivalente. Cada unidade de geração, bem como a unidade equivalente é representada em termos dos seus estados de capacidade, das probabilidades e das frequências incrementais associadas a tais estados, como se mostra na Equação (2.4) [LMC91].

$$G = \{c_G, p_G, f_G\} \quad (2.4)$$

Na equação anterior, por exemplo,  $p_G(g_i)$  é um termo do vetor  $p_G$ , o qual tem dimensão  $N_G$ , e que representa a probabilidade associada ao estado  $g_i$ . Esse estado tem capacidade  $c_G(g_i)$  e frequência incremental  $f_G(g_i)$ .

De modo semelhante, a carga pode ser descrita em função do nível momentâneo da potência demandada, da probabilidade e da frequência incremental associadas a esse nível de carga, como mostrado em (2.5).

$$D = \{c_D, p_D, f_D\} \quad (2.5)$$

em que, por exemplo,  $c_D(L_j)$  é um termo do vetor  $c_D$ , o qual tem dimensão  $N_D$ , e representa a capacidade associada ao nível de carga  $L_j$ .

Para que o conceito de frequência incremental seja coerente com os modelos de geração e da carga, o vetor  $D$  deve ser ordenado de tal forma que o estado de maior capacidade esteja associado ao menor nível de carga, e de modo inverso, o estado de menor capacidade deve estar associado ao valor máximo da carga.

Após os modelos de geração e carga terem sido construídos, obtém-se o modelo de reserva do sistema por meio da combinação dos dois anteriores. Sendo assim, a reserva é expressa como a diferença entre a capacidade de geração disponível e a carga do sistema, tal como se apresenta na Equação (2.6), a seguir.

$$R = \{c_R, p_R, f_R\} \quad (2.6)$$

Os índices de confiabilidade são, então, calculados analisando-se os estados de capacidade do modelo de reserva. Por exemplo, para calcular o índice *LOLP* somam-se as probabilidades associadas a todos aqueles estados para os quais a margem de reserva seja negativa, i.e.,  $c_R(r_k) = c_G(g_i) - c_D(L_j) < 0$ , tal como se mostra na Equação (2.7).

$$LOLP = \sum_{k=1}^{N_R} p_R(r_k) \quad (2.7)$$

Na equação acima, o termo  $N_R$  representa o número de estados para os quais a capacidade disponível de geração é inferior à carga.

O método da convolução é facilmente aplicado por meio de um algoritmo recursivo. Todavia, na fase de construção do modelo de capacidade devem ser tomados alguns cuidados. Isso porque o número de estados cresce rápido e desordenadamente. Entretanto, esse problema pode ser evitado se os estados a serem combinados forem ordenados como uma sequência de impulsos, utilizando um incremento de capacidade pré-especificado [LMC91].

### 2.3.2 Simulação Monte Carlo Não-Sequencial

A simulação Monte Carlo não-sequencial tem se mostrado bastante eficiente na avaliação da confiabilidade de sistemas de potência nos casos em que a evolução temporal dos estados de alguns elementos do sistema pode ser desconsiderada sem comprometer a qualidade dos resultados.

Na simulação Monte Carlo não-sequencial, a seleção dos estados do sistema é feita aleatoriamente sem qualquer preocupação com a cronologia de ocorrência dos eventos. Essa seleção é realizada com base nas distribuições de probabilidades das falhas dos componentes. Como exemplo, para um componente representado por um modelo Markoviano a dois estados,

conhecidas as taxas de falha e reparo, determina-se a probabilidade de ocorrência do estado de falha  $P_{DOWN}$ . Em seguida, o estado de cada componente é determinado amostrando-se um número com distribuição uniforme  $U[0,1]$ . Assim, o  $i$ -ésimo componente estará em operação se  $U_i > P_{DOWNi}$  ou estará falhado em caso contrário. Deste modo, determinam-se os estados de todos os componentes e, conseqüentemente, o estado do sistema.

O processo de amostragem é repetido  $NS$  vezes e os índices são estimados por meio da média amostral das funções teste apropriadas:

$$\tilde{E}(F) = \frac{1}{NS} \sum_{k=1}^{NS} F(x^k) \quad (2.8)$$

Pelo fato de  $F(x)$  ser uma variável aleatória, a sua média também será uma variável aleatória com variância dada por:

$$\tilde{V}[\tilde{E}(F)] = \frac{\tilde{V}(F)}{NS} \quad (2.9)$$

em que  $\tilde{V}(F)$  é a variância amostral da função  $F(x)$ .

A Equação (2.9) confirma a noção intuitiva de que a precisão do experimento é tão melhor quanto maior for o número de amostras analisadas. A incerteza do processo é normalmente representada pelo coeficiente de variação, dado pela Equação (2.10). Esse coeficiente é frequentemente utilizado para verificar a convergência do processo de simulação.

$$\beta = \frac{\sqrt{\tilde{V}(\tilde{E}(F))}}{\tilde{E}(F)} \times 100\% \quad (2.10)$$

As Equações (2.11) e (2.12) são exemplos de funções teste utilizadas para o cálculo dos índices *LOLP* e *EPNS*, respectivamente.

$$F_{LOLP}(x^k) = \begin{cases} 0 & ; \text{se } x^k \text{ é estado de sucesso} \\ 1 & ; \text{se } x^k \text{ é estado de falha} \end{cases} \quad (2.11)$$

$$F_{EPNS}(x^k) = \begin{cases} 0 & ; \text{se } x^k \text{ é estado de sucesso} \\ \Delta P_k & ; \text{se } x^k \text{ é estado de falha} \end{cases} \quad (2.12)$$

Na Equação (2.12)  $\Delta P_k$  representa o montante de carga cortado por insuficiência de geração.

Os passos básicos de um algoritmo de simulação Monte Carlo não-sequencial são apresentados a seguir [MPL92]:

- i) faça o número de sorteios  $NS = 0$ ;
- ii) sorteie um vetor  $x^k \in X$  baseado em sua distribuição de probabilidade  $P(x)$ ; atualize  $NS$ ;
- iii) calcule  $F(x^k)$  para o vetor amostrado;
- iv) estime  $\tilde{E}[F]$  como a média dos valores encontrados;
- v) calcule a incerteza relativa por meio do coeficiente de variação ( $\beta$ ) da estimativa  $\tilde{E}[F]$ ;
- vi) se  $\beta$  é aceitável (menor que a tolerância especificada), pare; senão, retorne ao passo (ii).

Uma característica muito atrativa da simulação Monte Carlo não-sequencial é a independência entre o número de amostras ( $NS$ ) necessárias para estimar  $\tilde{E}[F]$ , com uma dada incerteza  $\beta$ , e o número de estados  $x \subseteq X$  [PB92].



A maior limitação da simulação Monte Carlo não-sequencial, bem como de outros métodos baseados na representação por espaço de estados, está na incapacidade de representar o comportamento dependente do tempo de alguns elementos dos sistemas de potência (e.g. operação dos reservatórios). No entanto, a simulação Monte Carlo não-sequencial tem sido aprimorada de modo a permitir a consideração de alguns aspectos cronológicos, tais como diferentes padrões de comportamento da carga por área ou barra do sistema [ML04].

## 2.4 REPRESENTAÇÃO CRONOLÓGICA

Na seção anterior pôde-se notar que as técnicas baseadas na representação por espaço de estados ignoram os aspectos relativos à evolução cronológica dos estados de alguns elementos do sistema de potência. Devido a essa restrição, a aplicação das técnicas que empregam a representação por espaço de estados limita-se a sistemas em que a dependência dos estados dos componentes com tempo é muito pequena, podendo ser desprezada sem ocasionar a perda de precisão dos índices estimados.

De modo inverso, na representação cronológica, os estados são amostrados sequencialmente no tempo, o que permite reproduzir com precisão a evolução cronológica dos estados do sistema de potência. Devido à amostragem sequencial dos estados, a avaliação dos índices de confiabilidade fica equivalente ao cálculo da Equação (2.13) [MPL94].

$$E[F] = \frac{1}{T} \int_0^T F(t) dt \quad (2.13)$$

em que  $T$  é o período da simulação e  $F(t)$  é a função teste que verifica em qualquer instante  $t$  se o estado do sistema é, ou não, adequado. Tomando como exemplo a LOLP,  $F(t) = 1$  se o estado do sistema, no tempo  $t$ , é de falha. Em caso contrário,  $F(t) = 0$ .

Na representação cronológica, dois estados consecutivos diferem um do outro apenas pelo estado de um de seus componentes. Deste modo, o esforço computacional requerido é substancialmente maior que aquele apresentado pelas técnicas baseadas em representação por espaço de estados. Isso se torna mais agravante no caso da avaliação da confiabilidade de sistemas compostos de geração e transmissão. Nesse caso, as análises de adequação dos estados envolvem a resolução de um problema de fluxo de potência com otimização das medidas corretivas, o que requer um esforço computacional elevado.

A representação cronológica permite, entretanto, reproduzir aspectos temporais, tais como diferentes padrões cronológicos de carga por área ou barra do sistema, a operação dos reservatórios, entre outros aspectos dependentes do tempo. Além disso, é possível obter as distribuições de probabilidade associadas aos índices estimados.

#### **2.4.1 Simulação Monte Carlo Sequencial**

A simulação Monte Carlo sequencial ou cronológica é uma ferramenta ideal para reproduzir a cronologia de operação dos sistemas. Ela permite que os mais variados aspectos temporais (e.g. desgaste dos equipamentos em função do tempo de operação, tempos de partida das unidades de geração, variação dos ventos, etc.) sejam representados.

Essa característica torna a simulação Monte Carlo sequencial a técnica mais apropriada para lidar com sistemas nos quais a reprodução da cronologia de ocorrência dos eventos é de fundamental importância para uma correta avaliação dos índices de confiabilidade. Esse é o caso dos sistemas com elevada penetração de energia eólica, ou quando se deseja avaliar a reserva operativa.

Na simulação Monte Carlo sequencial, o valor de  $E[F]$  em (2.13) é estimado pela média de amostras anuais, como mostrado na Equação (2.14):

$$\tilde{E}[F] = \frac{1}{NY} \sum_{k=1}^{NY} F(y_k) \quad (2.14)$$

em que:  $NY$  é o número de simulações anuais;  $y_k$  é a série sintética do sistema no ano  $k$  e  $F(y_k)$  é a função que estima os índices de confiabilidade do ano  $k$ . O algoritmo da simulação Monte Carlo sequencial segue os passos descritos a seguir [MPL94]:

- i) gere uma série sintética anual dos estados do sistema ( $y_k$ ) aplicando sequencialmente os modelos estocásticos de falha/reparo dos equipamentos, e considerando o modelo cronológico da carga;
- ii) analise cronologicamente cada estado  $x$  da sequência  $y_k$  e acumule os resultados;
- iii) calcule  $F(y_k)$  dos valores acumulados no passo (ii);
- iv) estime o valor esperado dos índices anuais por meio da média dos resultados encontrados nas sequências  $y_k$  simuladas;
- v) calcule os coeficientes de variação ( $\beta$ ) das estimativas, utilizando a Equação (2.10);
- vi) verifique se o valor obtido para  $\beta$  é aceitável (menor que a tolerância desejada). Em caso afirmativo pare; senão retorne ao passo (i).

A aplicação da função teste  $F(y_k)$  é, em geral, bastante simples. Para avaliar os índices  $LOLE$  e  $EENS$ , basta fazer  $F(y_k)$  igual à duração total dos estados com corte de carga e ao montante de energia não suprida no sistema ou barra, durante a série sintética anual  $y_k$ , respectivamente. Os índices  $LOLP$  e  $EPNS$  são obtidos dividindo-se a  $LOLE$  e a  $EENS$  pelo período de análise ( $T$ ). Para o cálculo do índice  $LOLF$ ,  $F(y_k)$  equivale ao número total de interrupções observadas na série sintética  $y_k$ . Por fim, a  $LOLD$  é obtida pela divisão da  $LOLE$  pela  $LOLF$ .

Nas subseções seguintes descrevem-se os modelos utilizados para representar os elementos de um sistema de geração, os quais foram empregados nos estudos realizados neste trabalho.

#### 2.4.2 Representação das Centrais Térmicas

O modelo de Markov a dois estados, apresentado na Figura 2.1, é utilizado para representar o processo de falha/reparo das unidades térmicas. Assume-se que os tempos de residência nos estados são exponencialmente distribuídos. No entanto, o método de simulação Monte Carlo sequencial permite que qualquer outra distribuição seja utilizada. As Expressões (2.15) e (2.16) são utilizadas para reproduzir o ciclo operativo das unidades geradoras representadas pelo modelo de Markov a dois estados.

$$T_{UP} = -\frac{1}{\lambda} \ln(U) \quad (2.15)$$

$$T_{DN} = -\frac{1}{\mu} \ln(U) \quad (2.16)$$

em que:  $T_{UP}$  e  $T_{DN}$  são os tempos de permanência nos estados operativos disponível ( $UP$ ) e indisponível ( $DOWN$ ), respectivamente. O parâmetro  $U$  representa um número pseudo-aleatório uniformemente distribuído entre zero e um.

Para todas as centrais térmicas é assumido que a capacidade disponível é depende unicamente da disponibilidade dos geradores.

#### 2.4.3 Representação das Centrais Hidrelétricas

De modo semelhante ao que foi feito para as unidades térmicas, o processo de falha e reparo das unidades hidráulicas é representado também por um modelo Markoviano de dois estados.

No que se refere à potência disponível das centrais hidrelétricas, considera-se também a disponibilidade de água nos reservatórios. É sabido que o nível de armazenamento dos reservatórios (altura) determina a quantidade de energia disponível nos sistemas hidrelétricos. Nesses sistemas, as falhas no atendimento da demanda podem também ser ocasionadas por déficit de energia, devido à limitação de armazenamento de água.

O volume armazenado varia em função das condições hidrológicas, das políticas de coordenação hidrotérmica e gerenciamento da água. Para uma correta caracterização da influência desses aspectos na disponibilidade de potência hidráulica seria necessária uma modelagem complexa, envolvendo ferramentas de programação dinâmica estocástica para se determinar as capacidades máximas mensais de cada unidade hidráulica, com base nas séries hidrológicas históricas. A utilização dos métodos baseados em simulação Monte Carlo sequencial, como aqueles apresentados em [AR89] e [AR91], conduzem também a uma reprodução detalhada da operação do sistema hidrelétrico. Entretanto, a quantidade de parâmetros exigida pode comprometer a aplicabilidade do método.

Com vista a obter um modelo simplificado, capaz de refletir as condições hidrológicas, bem como as estratégias de despacho e gerenciamento da água, pode-se estabelecer uma relação entre a potência disponível e o volume de água armazenado nos reservatórios [PMGS08 e MPRF09]. Para o caso particular desse trabalho, considerou-se uma relação linear entre o volume médio mensal armazenado e a capacidade de potência disponível. Portanto, as centrais hidrelétricas têm suas capacidades alteradas mensalmente em função das condições de armazenamento dos reservatórios.

As centrais são agrupadas por aproveitamento. Cada aproveitamento é modelado por séries (hidrológicas) contendo valores percentuais referentes à média mensal dos volumes armazenados nos respectivos reservatórios. A cada série hidrológica é associada uma probabilidade de ocorrência. Desse modo,

no início de cada ano de simulação é sorteada uma série para ser utilizada ao longo do ano.

### 2.4.4 Representação das Centrais Eólicas

Os parques de geração eólica são, em maioria, compostos por conjuntos de aerogeradores. A potência de cada aerogerador é da ordem de algumas dezenas de MW. Sendo assim, para um sistema com um nível considerável de penetração eólica existirá um número elevado de unidades geradoras com características idênticas. A fim de simplificar a representação dessas unidades, elas são agrupadas e modeladas por uma unidade equivalente, a qual pode ser representada por um modelo Markoviano com múltiplos estados, como o que se mostra na Figura 2.2.

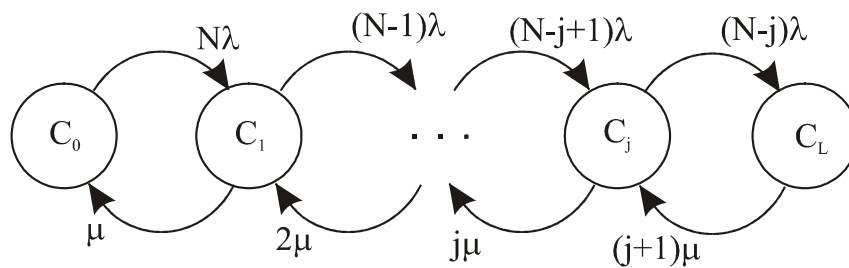


Figura 2.2: Modelo de Markov com Múltiplos Estados

Cada aerogerador é representado por um modelo de Markov com dois estados. Para cada parque eólico especificam-se os valores típicos de taxa de falha, tempo médio de reparo e a potência nominal por unidade geradora.

Na Figura 2.2, C<sub>j</sub> representa a capacidade disponível associada ao estado *j* da unidade equivalente, e *N* é o número de unidades presentes na central. A capacidade disponível em cada estado *j* da unidade equivalente é obtida pela Equação (2.17).

$$C_j = (N - j) \times P_n \quad j = 0, 1, 2, \dots, N \tag{2.17}$$

em que o termo *P<sub>n</sub>* representa a potência nominal de cada unidade.

A probabilidade associada a cada um dos estados é obtida por meio de uma distribuição binomial, tal como se mostra na Equação (2.18).

$$P(j) = \binom{N}{j} \times q^j \times (1-q)^{(N-j)} \quad j = 0, 1, 2, \dots, N \quad (2.18)$$

Na equação anterior, o termo  $\binom{N}{j}$  representa o número de combinações para a ocorrência de  $j$  unidades indisponíveis; e o parâmetro  $q$  equivale à taxa de saída forçada das unidades (FOR).

Para um parque contendo  $N$  unidades geradoras, a unidade equivalente teria  $N+1$  estados, caso nenhum controle sobre o número de estados fosse exercido. Tendo em mente que nas centrais pode haver um número elevado de unidades, é razoável que seja feito o controle do número máximo de estados. Sendo assim, os estados são truncados quando a contribuição da probabilidade associada ao  $j$ -ésimo estado na probabilidade acumulada for menor que uma tolerância desejada.

Pela Equação (2.18) é fácil perceber que à medida que o número de unidades indisponíveis aumenta os estados tornam-se cada vez menos prováveis. Portanto, é plausível que o número de estados seja truncado, sem, no entanto, afetar a precisão do modelo.

O ciclo operativo das unidades representadas por um modelo de Markov com múltiplos estados é reproduzido por meio da Equação (2.19).

$$T_j = -\frac{1}{\lambda_j^S} \ln(U) \quad (2.19)$$

sendo  $\lambda_j^S$  igual ao somatório das taxas de saída do estado  $j$ .

O processo de amostragem dos tempos de residência em cada estado é realizado do modo como se descreve a seguir:

(i) Ao iniciar uma série sintética anual, é sorteado o estado inicial ( $E_j$ ) para cada central, com base na distribuição de probabilidade dos estados da unidade equivalente; (ii) Depois de definido o estado inicial, amostra-se o tempo de permanência nesse estado ( $T_j$ ), utilizando a Equação (2.19); (iii) Decorrido o intervalo de tempo  $T_j$ , é realizado o sorteio de um novo estado, tendo como base o estado atual e a distribuição de probabilidade da frequência de saída desse estado; (iv) Em seguida é amostrado o tempo de permanência do novo estado para o qual a central transitou.

Esse processo é repetido até que a soma dos tempos de permanência em cada estado seja igual ou maior que um intervalo de tempo desejado (e.g.: 8760 horas).

A potência produzida por um aerogerador varia continuamente ao longo do tempo, devido, principalmente, à influência meteorológica. As variações ocorrem em todas as escalas de tempo: segundos, minutos, horas, dias, meses e estações do ano. Entretanto, as oscilações que ocorrem hora a hora na potência de saída de um grupo de aerogeradores são mais significantes para o sistema de potência.

Tendo em mente os aspectos mencionados anteriormente, adotaram-se os seguintes procedimentos para representar a flutuação da potência eólica. Primeiramente, as centrais eólicas são separadas por região geográfica. Para cada região são fornecidas séries históricas com 8760 pontos referentes à potência média horária, em percentual, produzida por uma usina de geração eólica, e a cada série é atribuída uma probabilidade de ocorrência.

De modo similar ao que é realizado nas centrais hidrelétricas, no início de cada ano de simulação realiza-se um sorteio para determinar qual série eólica será utilizada ao longo do ano. Desse modo, é possível reproduzir, de forma



aproximada, a flutuação sazonal da potência eólica, bem como as incertezas de longo prazo. Esse modelo de representação foi proposto em [PMGS08 e MPRF09].

## 2.5 AVALIAÇÃO DA RESERVA ESTÁTICA

O montante de reserva estática de geração dos sistemas de potência é usualmente analisado na fase de planejamento da expansão, durante a qual, diversas configurações de geradores são avaliadas. Essas avaliações visam identificar qual alternativa de expansão (quantidade e tipo de geradores) melhor atende à demanda prevista para o futuro, assegurando um nível desejado de confiabilidade com o menor custo.

A reserva estática pode ser entendida como a capacidade de geração instalada em excesso capaz de garantir o suprimento da carga, mesmo na hipótese da execução da manutenção programada das unidades geradoras, saídas não planejadas de geradores, crescimento da carga além do previsto e indisponibilidade de recursos naturais (hídrico, eólico, etc.).

Todos os índices de confiabilidade tradicional e preventiva (e.g.: LOLE, EENS, Prob{M}, etc.) estimados para a reserva estática se baseiam na Equação (2.20).

$$PG^{STATIC}(t) - L(t) \geq 0 \quad (2.20)$$

Na equação anterior, o termo  $PG^{STATIC}(t)$  é uma variável que representa a capacidade de geração disponível no instante  $t$ . Essa capacidade disponível leva em consideração as falhas das unidades de geração e as flutuações de capacidade devido às condições hidrológicas e às condições dos ventos. O termo  $L(t)$  é uma variável aleatória que representa a potência demandada no instante  $t$  e está sujeita aos erros de previsão de demanda de curto e longo prazo.

Como já mencionado anteriormente, uma prática comum entre os planejadores era dimensionar o montante de reserva estática com base em algum critério determinístico, tal como percentagem do pico de carga previsto, a capacidade da maior máquina do sistema ou uma combinação dos dois critérios anteriores. Porém, esses critérios não levam em consideração as variáveis aleatórias presentes no sistema de potência (e.g. taxa de saída forçada das unidades).

Por outro lado, as técnicas probabilísticas, tais como aquelas apresentadas nas subseções anteriores, têm se mostrado bastante eficazes para a determinação do montante de reserva estática. Entretanto, o planejador deve estar atento à escolha do método apropriado de acordo com as características do sistema.

Frequentemente, a decisão sobre qual a melhor configuração de geradores é realizada com base no valor esperado da perda de carga, i.e., LOLE, ou no valor da energia esperada não suprida (EENS). A escolha do limite aceitável para esses índices tem sido realizada com base na experiência e no julgamento de situações passadas. Esse procedimento pode, na maioria das vezes, implicar em elevados investimentos para manter um risco de falha do sistema muito baixo, o qual é questionado do ponto de vista econômico. Isso porque esses critérios, normalmente, não associam ao risco de não atendimento da demanda os custos envolvidos com a operação do sistema e com as perdas ocasionadas aos consumidores, decorrentes de deficiências no suprimento de energia.

Devido aos motivos descritos anteriormente, a utilização do índice LOLC (*Loss of Load Cost*) tem se mostrado mais adequada na avaliação das possíveis configurações de expansão. Isso porque esse índice possibilita realizar uma análise econômica da confiabilidade, tornando assim, mais fácil comparar o custo de investimento com o custo associado ao valor da confiabilidade das alternativas. Entretanto, determinar o valor correto do custo da perda de carga não é uma tarefa muito simples.

Com o advento da análise de confiabilidade preventiva e a introdução de novos índices, os quais medem o grau de adequação dos estados de sucesso do sistema, tornou-se possível também tomar a decisão baseando-se em alguns desses índices. Esses índices possibilitam a escolha de uma configuração de expansão mais robusta para o sistema. Por exemplo, é possível que uma configuração de geradores apresente uma probabilidade de falha dentro do limite desejado. No entanto, essa configuração pode ser tal que na maior parte do tempo o sistema opere no limiar da região de falha, de modo a não suportar a perda de uma unidade ou até mesmo o aumento da carga além do previsto.

As expressões a seguir são utilizadas para calcular os índices de confiabilidade preventiva, utilizando o método de simulação Monte Carlo cronológica. As probabilidades de o sistema residir em estados saudáveis e marginais são dadas, respectivamente, por (2.21) e (2.22).

$$Prob\{S\} = \frac{1}{NY \times T} \sum_{k=1}^{NY} t(S)_k \quad (2.21)$$

$$Prob\{M\} = \frac{1}{NY \times T} \sum_{k=1}^{NY} t(M)_k \quad (2.22)$$

Nas expressões anteriores os termos  $t(S)_k$  e  $t(M)_k$  referem-se, respectivamente, aos tempos totais de permanência nos estados saudáveis e marginais durante o ano  $k$ . O parâmetro  $T$  equivale ao número de horas no ano (e.g. 8760).

Com relação à frequência com a qual o sistema ingressa nos estados saudáveis ou marginais, as Expressões (2.23) e (2.24) são empregadas para o cálculo das respectivas frequências.

$$Freq\{S\} = \frac{1}{NY} \sum_{k=1}^{NY} n(S)_k \quad (2.23)$$

$$Freq\{M\} = \frac{1}{NY} \sum_{k=1}^{NY} n(S)_k \quad (2.24)$$

em que  $n(S)_k$  e  $n(M)_k$  são, respectivamente, o número de vezes que o sistema ingressa numa sequência de estados saudáveis e marginais durante a série sintética  $y_k$ .

Por fim, as durações médias de residência nos estados saudáveis e marginais são dadas pelas Expressões (2.25) e (2.26), respectivamente.

$$Dur\{S\} = \frac{\sum_{k=1}^{NY} t(S)_k}{\sum_{k=1}^{NY} n(S)_k} \quad (2.25)$$

$$Dur\{M\} = \frac{\sum_{k=1}^{NY} t(M)_k}{\sum_{k=1}^{NY} n(M)_k} \quad (2.26)$$

Outra forma de avaliar as alternativas de expansão é basear-se nas distribuições de probabilidades dos índices estimados. Nesse caso, o desempenho do sistema de geração é avaliado estipulando-se um valor absoluto para um determinado índice (e.g. LOLE) e o risco de violar esse valor. Exemplos da aplicação dessa metodologia são encontrados em [LPMM97] e [S06].

## 2.6 CONCLUSÕES

O presente capítulo apresentou as principais metodologias analíticas e de simulação empregadas na avaliação da confiabilidade de sistemas de geração: enumeração de estados, simulação Monte Carlo não-sequencial e cronológica. Mostrou-se que os componentes do sistema, mais especificamente, as unidades geradoras podem ser modeladas por meio de duas abordagens distintas: a representação por espaço de estados e a representação cronológica. Na primeira abordagem, o comportamento do sistema é descrito com base em seus estados operativos e as possíveis transições entre eles, sem qualquer preocupação com a ordem cronológica com que eles se sucedem. Devido à independência temporal entre os estados operativos, as técnicas baseadas na representação por espaço de estados mostraram-se menos adequadas para aplicações em que o reconhecimento da correlação com o tempo é desejado, como no caso de sistema com elevada penetração de energias renováveis (e.g.: hidráulica e eólica).

Diferentemente, na abordagem cronológica, o sistema é caracterizado pela sucessão dos eventos no tempo, possibilitando representar os mais variados tipos de comportamento do sistema que exibem correlação com o tempo. É possível, por exemplo, representar a operação dos reservatórios, deterioração dos equipamentos com o tempo, etc. Todavia, devido à amostragem sequencial dos estados operativos, o esforço computacional exigido pelas técnicas baseadas na representação cronológica é substancialmente maior que aquele apresentado pelas técnicas que utilizam a representação por espaço de estados.

Na avaliação da confiabilidade de sistemas de geração, a análise de desempenho dos estados operativos envolve a simples comparação da geração disponível com a carga. Logo, o esforço computacional exigido é muito pequeno, o que permite o emprego da simulação Monte Carlo cronológica.

Foram também mostrados os modelos utilizados para representar o ciclo falha/reparo das unidades térmicas, hidráulicas e eólicas. Além disso, descreveu-se o processo pelo qual se modelou o impacto das afluências e as políticas de coordenação hidrotérmica na disponibilidade de potência das unidades hidráulicas, bem como da influência dos fatores meteorológicos na disponibilidade de potência das unidades eólicas.

Por fim, uma visão geral do processo de avaliação da reserva estática de sistemas de geração foi apresentada. Adicionalmente, foi mostrado como se realiza o cálculo dos índices de análise de confiabilidade preventiva empregando o método de simulação Monte Carlo cronológica.

O capítulo seguinte aborda o processo de avaliação da reserva operativa de sistemas de geração. Primeiramente, faz-se uma breve revisão da metodologia clássica conhecida como PJM, para em seguida apresentar uma nova proposta de avaliação dos requisitos de reserva operativa, tendo em mente um horizonte de longo prazo.

## **CAPÍTULO 3**

# **CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO – RESERVA OPERATIVA**

### **3.1 INTRODUÇÃO**

Os sistemas de geração são compostos por uma variedade de tipos de usinas de geração (e.g. térmica, hidráulica, eólica), as quais apresentam diferentes custos de operação. Durante a operação dos sistemas, a potência produzida deve, a cada instante, corresponder à potência demandada. A fim de manter o equilíbrio entre a geração e carga do modo mais econômico possível, as usinas de geração são programadas para entrar em operação seguindo uma lista de prioridade, a qual é construída com base nos custos marginais de operação. Assim, unidades com baixo custo de operação são programadas para operar durante todo o tempo, ao passo que aquelas com maiores custos marginais são preparadas para operar somente nos períodos de máxima demanda.

O montante de geração programado para o atendimento da demanda deve ser tal que o sistema possua uma margem de reserva suficiente para suportar a perda de capacidade de geração ou aumentos súbitos na demanda, sem haver necessidade de cortar carga. Essa margem de reserva é denominada reserva operativa. O termo reserva operativa é utilizado para designar as quatro classes de reserva: regulação, girante, não-girante e reposição.

O presente capítulo, primeiramente, descreve, de forma sucinta, a divisão usualmente adotada para a reserva operativa, bem como apresenta algumas práticas adotadas para o dimensionamento da mesma. Em seguida, é feita uma breve revisão da metodologia tradicional, conhecida como método PJM, a qual é empregada no dimensionamento da reserva em curto prazo. Por fim,

mostra-se uma nova abordagem sobre a avaliação da reserva operativa, tendo em mente um horizonte de médio a longo prazo. Nessa nova proposta de avaliação, demonstra-se como a ferramenta de simulação Monte Carlo sequencial pode ser empregada.

### 3.2 DIVISÃO E CLASSIFICAÇÃO DA RESERVA OPERATIVA

Apesar de não haver um consenso entre as concessionárias de geração com relação à divisão e definição dos tipos de reserva operativa, ela é comumente dividida e classificada seguindo-se os padrões norte-americanos [NERC08]. De acordo com o NERC – *North American Electric Reliability Council*, a reserva operativa é dividida em quatro partes, cujas definições são dadas a seguir:

*Reserva de regulação*: serviço provido pelas unidades participantes do controle automático de geração (CAG), tanto no sentido de aumentar quanto diminuir o nível de potência gerada, com o intuito de manter o equilíbrio entre a geração e a carga.

*Reserva girante*: montante de geração capaz de responder a um distúrbio (e.g. perda de equipamentos, elevação abrupta da carga etc.) em 10 minutos. Essa reserva deve ser proveniente das unidades sincronizadas e/ou interconexões.

*Reserva não-girante*: parcela da reserva operativa proveniente de unidades não-sincronizadas e que podem ser conectadas ao sistema em até 10 minutos, ou cargas interruptíveis que possam ser desconectadas do sistema em até 10 minutos.

*Reserva de reposição*: montante de reserva proveniente de unidades não-sincronizadas e interconexões capazes de suprir um déficit de geração dentro do limite de tempo especificado, ou cargas interruptíveis que possam também ser desconectadas dentro do limite de tempo desejado. Esse limite de tempo é da ordem de 60 minutos.



No caso particular do Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) adota a divisão e classificação da reserva operativa em quatro partes, conforme se descreve a seguir [PVSM02 e ONS07]:

*Reserva primária ( $R_P$ ):* é a parcela de reserva deixada nas máquinas sincronizadas com a finalidade de realizar o controle primário de frequência. Esse controle é exercido por meio dos reguladores automáticos de velocidade das unidades geradoras, objetivando limitar a variação de frequência quando da ocorrência de distúrbios que provoquem o desequilíbrio entre a geração e a carga. O ONS estabelece que a reserva primária deva ser igual a 1% da responsabilidade própria de geração do sistema. Entende-se por responsabilidade própria de geração do sistema, o montante de geração equivalente à carga do próprio sistema mais os contratos de exportação menos os contratos de importação.

*Reserva secundária ( $R_S$ ):* é a parcela da reserva sincronizada responsável pelo controle secundário de frequência. A reserva secundária é composta pelas unidades participantes do controle automático de geração (CAG) cujos reguladores automáticos de velocidade ficam sob controle dos centros de operação, os quais atuam com o objetivo de restabelecer a frequência do sistema a seu valor nominal e manter ou restabelecer os intercâmbios de potência ativa a valores programados. O ONS determina que cada sistema seja responsável por manter uma reserva secundária igual a 2,5% da sua responsabilidade própria de geração, acrescida de 1,5% da carga própria do sistema.

*Reserva terciária ( $R_T$ ):* é a parcela da reserva sincronizada destinada a cobrir as saídas ou limitações não programadas de unidades geradoras em operação, causadas por defeitos nos equipamentos que as compõem, ou defeitos nos transformadores. Para a reserva terciária, o ONS determina que ela seja igual à diferença entre a reserva sincronizada total recomendada para o sistema, obtida por meio de uma análise probabilística, e as parcelas  $R_P$  e  $R_S$ . A reserva terciária deve ser distribuída proporcionalmente entre as empresas com base

em suas responsabilidades próprias de geração e suas maiores máquinas, conforme a Equação (3.1).

$$R_{T_k} = \frac{MM_k \times RPG_k}{\sum_{i=1}^n MM_i \times RPG_i} \times R_{T_s} \quad (3.1)$$

em que:

$R_{T_k}$  – reserva terciária de responsabilidade da empresa  $k$ ;

$R_{T_s}$  – reserva terciária total do sistema interligado;

$MM_i$  – maior máquina da empresa  $i$ ;

$MM_k$  – maior máquina da empresa  $k$ ;

$RPG_i$  – responsabilidade de geração própria da empresa  $i$ ;

$RPG_k$  – responsabilidade de geração própria da empresa  $k$ .

*Reserva quaternária ( $R_Q$ ):* o objetivo dessa parcela da reserva operativa é suprir a perda de blocos de geração e/ou outras emergências não previstas. Fazem parte desse tipo de reserva: carga de bombeamento, cargas interruptíveis, geração hidráulica ou térmica a carvão excedente e geração a óleo.

### 3.3 AVALIAÇÃO DA RESERVA OPERATIVA A CURTO PRAZO

Os requisitos de reserva operativa, mais especificamente a reserva sincronizada (girante) têm sido avaliados com base em critérios determinísticos. Como já foi comentada nas seções anteriores, a operação dos sistemas de potência calcada numa visão puramente determinística não é coerente com o comportamento estocástico apresentado por esses sistemas. Devido à inerente incerteza no processo de determinação da reserva operativa, a consideração de metodologias probabilísticas tornou-se indispensável nesse processo. O primeiro método a incorporar a idéia de risco no cálculo da reserva foi o PJM [ABCH63]. Estabelecido o nível de risco desejado, o objetivo é mantê-lo, durante o maior tempo possível, por meio da programação adequada

da reserva. Variações dessa metodologia básica foram propostas em alguns trabalhos [BC88, KB95, BA96, GMBK99 e LA07].

O índice de risco para o sistema é a probabilidade da capacidade de geração sincronizada não satisfazer a demanda, durante o período  $T$ , no qual o operador não poderá reparar qualquer unidade que tenha falhado ou colocar uma nova unidade em operação. Desse modo, esse índice de risco representa uma medida da perda de carga associada à reserva de geração que foi programada. O intervalo de tempo  $T$  é, normalmente, denominado na literatura por tempo de retardo (*lead time*).

Assumindo-se que as falhas das unidades e o tempo de reparo obedeçam a uma distribuição exponencial, e supondo-se que as unidades sejam representadas por um modelo de Markov a dois estados, a probabilidade de encontrar o gerador indisponível durante o período  $T$ , dado que ele estava em operação em  $t = 0$  é:

$$P_{Down}(T) \approx \frac{\lambda}{\lambda + \mu} - \frac{\lambda}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)T} \quad (3.2)$$

Como não é admitido o reparo da unidade durante o período  $T$ , a equação anterior pode ser reescrita como se mostra em (3.3)

$$P_{Down}(T) \approx P(t_{up} \leq T) = 1 - e^{-\lambda T} \quad (3.3)$$

Na equação anterior, o termo  $\lambda$  representa a taxa de falha atribuída à unidade geradora. Se  $\lambda T \ll 1$ , para pequenos valores de  $T$ , a probabilidade de falha, expressa por (3.3), torna-se:

$$P_{Down}(T) \approx \lambda T = ORR \quad (3.4)$$

O produto  $\lambda T$  é conhecido como taxa de reposição (ORR – *Outage Replacement Rate*). O parâmetro ORR é semelhante à taxa de saída forçada

FOR, a qual é utilizada em estudos de planejamento da expansão. Entretanto, a ORR representa uma característica do gerador que depende do tempo.

De modo similar ao que é feito na avaliação da reserva estática utilizando a FOR, é possível construir uma tabela de probabilidades das capacidades indisponíveis (COPT) com base nos valores de ORR das unidades. Essa COPT pode ser facilmente construída por meio da utilização de um algoritmo recursivo, empregando o método da convolução [LMC91 e A92].

Os conceitos apresentados anteriormente são aplicados a uma das mais importantes partes da reserva operativa denominada reserva girante – a capacidade de geração que está sincronizada e pronta para suprir a carga. Todavia, a reserva girante é uma parcela dentre outros requisitos de reserva que incluem [LA07]: regulação, não-girante e reposição. A avaliação dos requisitos de reserva operativa deve também levar em conta as unidades de partida rápida tais como as unidades a gás e as hidráulicas, cargas interruptíveis, interconexões, etc.

Dentro do contexto de planejamento da reserva a curto prazo, o operador, em linhas gerais, adotada o seguinte procedimento. Primeiramente, para um dado período do dia, estima-se a máxima demanda. Em seguida, como base no valor de risco estabelecido como aceitável, as unidades disponíveis são combinadas uma a uma, seguindo uma ordem de mérito econômica até que a probabilidade de haver corte de carga seja menor ou igual ao risco estabelecido. Desse modo, os montantes de reserva são determinados para vários períodos do dia.

A idéia de determinar o montante de reserva sincronizada com base apenas no índice de risco é pouco intuitiva para muitos operadores do sistema. Com o objetivo de contornar esse problema, e prover o operador com mais informações relativas ao grau de adequação do sistema, foi proposta a inclusão de critérios determinísticos no processo de análise da reserva girante [BF94].

Na estrutura proposta para a análise de confiabilidade preventiva, como já foi comentado anteriormente, os estados de sucesso são subdivididos entre saudáveis e marginais. No caso da avaliação da reserva girante, o critério determinístico comumente adotado é a perda da maior máquina sincronizada. Sendo assim, o sistema opera em um estado saudável quando o montante de geração sincronizada excede a carga e há reserva suficiente para suportar a perda da maior máquina sincronizada. No estado marginal, embora a geração sincronizada seja maior que a carga, a margem de reserva é insuficiente para resistir ao critério especificado. Por fim, a insuficiência de geração sincronizada caracteriza um estado de falha. Os critérios determinísticos podem ser facilmente incorporados no processo de avaliação da reserva girante utilizando o método PJM [BF94].

A probabilidade de encontrar o sistema operando num estado saudável, marginal ou de falha pode ser facilmente extraída da tabela de probabilidades das capacidades indisponíveis utilizada no método PJM. Para tal, basta que em cada estado de capacidade seja aplicado o critério determinístico especificado, e a capacidade de geração seja comparada com a carga.

Para ilustrar o cálculo das probabilidades de ocorrência de estados saudáveis ( $\text{Prob}\{S\}$ ) e estados marginais ( $\text{Prob}\{M\}$ ) será utilizado um exemplo numérico. Considere um sistema fictício em que quatro unidades estão sendo utilizadas para suprir uma demanda máxima de 55 MW. Além disso, considere que o tempo necessário para sincronizar uma nova máquina (i.e. *lead time*) é de quatro horas. Na Tabela 3.1 encontram-se as capacidades máximas das unidades, as taxas de falha e as taxas de reposição (ORR) considerando um intervalo de tempo de quatro horas. Nesse exemplo, o critério determinístico utilizado é a perda da maior máquina.

Na Tabela 3.2 são apresentados os estados de capacidade que poderão ocorrer para a configuração de geração apresentada anteriormente. Dispondo os dados da Tabela 3.2 em ordem decrescente de capacidade disponível, como se mostra Tabela 3.3, é fácil verificar que a probabilidade de falha

(Prob{F}) é de  $9,576 \times 10^{-6}$ . Para calcular a probabilidade de ocorrência de estados saudáveis, Prob{S}, basta somar as probabilidades individuais dos estados de capacidade, para os quais a potência disponível menos a capacidade da maior máquina disponível é maior ou igual à carga. Para o exemplo dado, o valor encontrado para Prob{S} é de 0,9927 e corresponde à probabilidade individual associada ao estado de capacidade disponível de 100 MW.

Tabela 3.1: Parâmetros Determinísticos e Estocásticos do Sistema Exemplo

Unidade	Cap. Max (MW)	$\lambda$ (oc./ano)	ORR (oc./h) (T = 4 horas)
U1	40,0	2,0	$9,132 \times 10^{-4}$
U2	30,0	6,0	$2,740 \times 10^{-3}$
U3	20,0	3,0	$1,370 \times 10^{-3}$
U4	10,0	5,0	$2,283 \times 10^{-3}$

Tabela 3.2: Exemplo de Construção da COPT

Estado da Unidade (UP: Disp. DN: Indisp.)				Cap. Disp. (MW)	Maior Cap. Disp. (MW)	Prob.
U1	U2	U3	U4			
UP	UP	UP	UP	100	40	$9,927 \times 10^{-1}$
UP	UP	UP	DN	90	40	$2,272 \times 10^{-3}$
UP	UP	DN	UP	80	40	$1,362 \times 10^{-3}$
UP	UP	DN	DN	70	40	$3,116 \times 10^{-6}$
UP	DN	UP	UP	70	40	$2,272 \times 10^{-3}$
UP	DN	UP	DN	60	40	$6,241 \times 10^{-6}$
UP	DN	DN	UP	50	40	$3,741 \times 10^{-6}$
UP	DN	DN	DN	40	40	$8,561 \times 10^{-9}$
DN	UP	UP	UP	60	30	$9,074 \times 10^{-4}$
DN	UP	UP	DN	50	30	$2,076 \times 10^{-6}$
DN	UP	DN	UP	40	30	$1,245 \times 10^{-6}$
DN	UP	DN	DN	30	30	$2,848 \times 10^{-9}$
DN	DN	UP	UP	30	20	$2,493 \times 10^{-6}$
DN	DN	UP	DN	20	20	$5,705 \times 10^{-9}$
DN	DN	DN	UP	10	10	$3,420 \times 10^{-9}$
DN	DN	DN	DN	0	0	$7,825 \times 10^{-12}$

A probabilidade de residência em estados marginais, Prob{M} pode ser obtida pelo complemento, ou seja,  $Prob\{M\} = 1 - [Prob\{S\} + Prob\{F\}]$ . Para o exemplo

em questão, o valor encontrado para  $\text{Prob}\{M\}$  é  $7,278 \times 10^{-3}$ . A probabilidade de ocorrência de estados marginais pode também ser obtida pela soma das probabilidades individuais associadas aos estados de capacidade para os quais as potências disponíveis são maiores que a carga, mas não o suficiente para suportar o critério determinístico. No exemplo dado,  $\text{Prob}\{M\}$  corresponde a soma das probabilidades individuais associadas aos estados de capacidade de 90 MW, 80 MW, 70 MW e 60 MW.

O procedimento descrito anteriormente pode ser adaptado para incluir as unidades de partida rápida e/ou em reserva quente [BA96].

Tabela 3.3: COPT para o Sistema Exemplo

Capacidade Disponível (MW)	Maior Cap. Disp. (MW)	Prob. Individual	Prob. Acumulada
100	40	$9,927 \times 10^{-1}$	1,0
90	40	$2,272 \times 10^{-3}$	$7,287 \times 10^{-3}$
80	40	$1,362 \times 10^{-3}$	$5,015 \times 10^{-3}$
70	40	$2,730 \times 10^{-3}$	$3,654 \times 10^{-3}$
60	40	$9,137 \times 10^{-4}$	$9,232 \times 10^{-4}$
50	40	$5,818 \times 10^{-6}$	$9,576 \times 10^{-6}$
40	40	$1,253 \times 10^{-6}$	$3,758 \times 10^{-6}$
30	30	$2,496 \times 10^{-6}$	$2,505 \times 10^{-6}$
20	20	$5,705 \times 10^{-9}$	$9,132 \times 10^{-9}$
10	10	$3,420 \times 10^{-9}$	$3,427 \times 10^{-9}$
0	0	$7,825 \times 10^{-12}$	$7,825 \times 10^{-12}$

### 3.4 AVALIAÇÃO DA RESERVA OPERATIVA A MÉDIO E LONGO PRAZO

Tendo em mente um horizonte de médio a longo prazo para determinação dos requisitos de reserva operativa, o interesse é verificar se uma dada configuração de geradores será suficiente para suprir a demanda prevista para um ano específico no futuro. Essa avaliação deve considerar a saída inesperada de equipamentos, bem como aquelas que foram planejadas (manutenção preventiva), incertezas na previsão do crescimento da carga, e principalmente, em se tratando de sistema com elevada penetração de

energias renováveis, a indisponibilidade das fontes primárias de energia (i.e. vento, sol, água, etc.).

O método PJM calcula o risco de não atendimento da demanda condicionado a um curto período de tempo, i.e., algumas poucas horas. Além do mais, o operador sabe a priori quais unidades geradoras estão disponíveis, por exemplo, para atender à máxima demanda. Mais precisamente, o PJM pode ser utilizado em qualquer período. Se considerado em conjunto com os custos da geração, uma programação ótima da reserva pode ser obtida [GMBK99].

No caso do planejamento a médio ou longo prazo, o operador não sabe exatamente quais unidades estarão disponíveis a cada período de tempo, portanto, a avaliação de risco deve levar em conta a evolução cronológica do sistema. Esse tipo de avaliação é bem conhecida nos estudos de planejamento da reserva estática [BA96] e [LMC91], mas raramente mencionada para a reserva operativa [LMSR07]. Com o crescimento da participação das fontes renováveis na matriz energética dos sistemas de potência, a avaliação, tanto da reserva estática quanto da reserva operativa, devem ser apropriadamente realizadas para horizontes de médio a longo prazo. Além disso, os critérios de planejamento e ferramentas de avaliação devem ser revistos [PMGS08] e [MPRF09].

O setor elétrico vem sofrendo modificações estruturais importantes, em que uma parcela substancial de energia eólica está sendo inserida na matriz energética. Conseqüentemente, os estudos de expansão dos sistemas de geração deverão ser capazes de definir novas unidades (tipo e tamanho) por meio de uma medida correta do risco, não apenas verificando os requisitos de reserva estática, mas também aqueles para a reserva operativa. Esses dois tipos de reserva devem ser avaliados de forma integrada nos estudos de planejamento. No contexto dessa nova idéia de planejamento, a simulação Monte Carlo cronológica parece ser a melhor opção. Isto porque ela possibilita que uma vasta gama de índices de desempenho seja calculada, tal como se mostra mais adiante.



### 3.4.1 Metodologia Proposta

Com vista a avaliar adequadamente o nível de reserva operativa de um sistema de geração, tendo em mente um horizonte de médio a longo prazo, a metodologia proposta neste trabalho segue alguns princípios que são descritos a seguir.

O primeiro passo para a análise da reserva operativa é definir o montante mínimo de geração que deverá ser deixado como reserva ao longo da operação. Esse montante pode ser especificado de quatro formas diferentes: (i) percentual da carga horária; (ii) a maior máquina sincronizada; (iii) um montante fixo; (iv) a combinação dos três critérios anteriores. É interessante observar que no planejamento da operação em longo prazo é possível utilizar os tradicionais critérios de dimensionamento da reserva, contudo, as consequências por se ter adotado tais critérios, em termo do risco ao longo do ano, serão avaliadas pela metodologia proposta.

As unidades são programadas com antecedência, considerando-se um intervalo de 24 de horas, salvo para os casos em que, dentre as unidades disponíveis não-sincronizadas, existam algumas com tempos de partida superiores a 24 horas. Nesse caso, adota-se como intervalo de programação ( $T_{Prog}$ ) um tempo maior ou igual ao maior tempo de partida dentre as máquinas disponíveis não-sincronizadas.

As máquinas são sincronizadas seguindo uma lista de ordem de mérito, previamente definida. Visando obter maior flexibilidade na representação da operação do sistema, as listas de ordens de mérito foram associadas às séries hidrológicas. Desse modo, é possível que para cada série hidrológica exista uma lista de ordem de mérito. Essa associação possibilita representar as mudanças nas estratégias de operação em função das características hidrológicas. Por exemplo, para uma série com características de um ano hidrológico úmido é possível utilizar uma ordem de mérito em que as unidades hidráulicas são despachadas na base. De modo inverso, algumas unidades

hidráulicas podem ser deslocadas para a ponta, para aquelas séries com características de um ano seco.

Na primeira hora da simulação de cada ano admite-se que todas as unidades necessárias para satisfazer a carga mais o critério de reserva (reserva de regulação mais reserva girante) foram iniciadas anteriormente em tempo hábil, para que no momento em questão elas já estivessem prontas para suprir a carga. A partir deste ponto, as unidades são programadas para entrar em operação, de modo a satisfazer a demanda mais o montante especificado de reserva, para cada hora futura, respeitando-se a restrição do tempo de partida. Em outras palavras, as unidades geradoras só poderão operar no instante de tempo  $t_i$ , no futuro, se a condição expressa em (3.5) for satisfeita.

$$t_i - t_0 \geq T_{St}(u_k) \quad (3.5)$$

em que  $t_0$  representa o instante de tempo momentâneo e  $T_{St}(u_k)$  é o tempo de partida da unidade geradora  $k$ .

Na subsecção 2.4.4 foi apresentado o modo como se modela o processo de falha e reparo das unidades eólicas, as quais são agrupadas em centrais e representadas por uma unidade equivalente que emprega um modelo de Markov com múltiplos estágios. Em função desse modelo, adota-se um tempo médio de partida para a central ao invés de um tempo de partida para cada unidade, como é o caso das unidades hidráulicas e térmicas, as quais foram representadas por um modelo Markoviano a dois estados. Desse modo, quando uma central eólica entra em operação, considera-se que, decorrido o tempo de partida, todas as unidades eólicas pertencentes a esta central estão prontas para suprir carga.

Devido ao motivo descrito anteriormente, se uma central eólica encontra-se sincronizada e sofre uma avaria, i.e., transita para um estado inferior de capacidade, quando essa avaria for reparada, o acréscimo de potência será instantâneo, não sendo, portanto, considerado o tempo de partida. Como a

potência de cada aerogerador é, normalmente, da ordem de algumas unidades de MW, as flutuações de capacidade devido ao processo de falha/reparo das unidades eólica, será, na maioria das vezes, muito menor que as flutuações da carga. Além disso, o tempo de partida das unidades eólicas é muito pequeno (da ordem de algumas unidades de minutos). Portanto, a aproximação utilizada tem um impacto pouco significativo na precisão dos índices estimados.

Visando tornar as decisões de quando iniciar/desligar as unidades geradoras durante a simulação um pouco mais próximas daquelas que seriam tomadas na operação real do sistema, adotou-se a estratégia de decidir quando ligar ou desligar os geradores baseando-se no custo médio de operação durante o período de programação ( $T_{Prog}$ ). O cálculo aproximado do custo de operação no período é dado pela Equação (3.6)

$$C_{Oper} = \sum_{i=1}^{N_{T_{Prog}}} \left[ \sum_{j=1}^{N_L} C_j^{Prod} \times P_j^i \times \Delta t_i + \sum_{k=1}^{N_{R1}} C_k^{R1} \times P_k^i \times \Delta t_i + \sum_{m=1}^{N_{R2}} C_m^{R2} \times P_m^i \times \Delta t_i \right] \quad (3.6)$$

em que:

$N_{T_{Prog}}$  – é o número de intervalos identificados no período de programação, os quais são definidos pelas transições dos geradores e da carga;

$C_j^{Prod}$  – é o custo médio de produção, em \$/MWh, referente à unidade geradora  $j$ ;

$C_k^{R1}$  – é o custo médio do provimento de reserva de regulação, em \$/MWh, referente à unidade  $k$ ;

$C_m^{R2}$  – é o custo médio de provimento de reserva girante, em \$/MWh, referente à unidade  $m$ ;

$N_L$ ,  $N_{R1}$  e  $N_{R2}$  – representam, respectivamente, o número de unidades necessárias para atender a carga, o critério de reserva de regulação e o critério de reserva girante;

$P_j^i, P_k^i, P_m^i$  – referem-se à potência das respectivas unidades utilizadas para suprir a carga, atender à reserva de regulação e à reserva girante, em cada intervalo;

$\Delta t_i = t_i - t_{i-1}$  – representa a duração, em horas, de cada intervalo. Obviamente,  $t_0 = 0$ .

Os passos a seguir são utilizados para programar as unidades geradoras:

- i) para cada instante de tempo  $t_i$ , partindo de  $t_0$  até o final do período de programação  $T_{Prog}$ , selecione os geradores para suprir a carga e satisfazer os critérios de reserva, seguindo uma lista de prioridades e respeitando a restrição imposta pela Equação (3.5);
- ii) determine para cada gerador o tempo  $T_{off}$  durante o qual ele permanecerá desligado até ser sincronizado novamente, ou até o fim do intervalo de programação;
- iii) se  $T_{off} - t_{St}(u_k) \geq 0$  desligue o gerador; caso contrário, mantenha o gerador em operação;
- iv) calcule o custo de operação no período de programação ( $T_{Prog}$ ) utilizando a Equação (3.6) e guarde a solução;
- v) para cada instante  $t_i$  em que há excesso de geração, marque os geradores a serem desligados, partindo do gerador de menor prioridade. Se algum gerador for marcado, retorne ao passo (ii), senão prossiga para o passo (vi);
- vi) selecione a solução que apresenta o menor custo de produção no período de programação  $T_{Prog}$ .

Vale salientar que o algoritmo apresentado não determina uma solução ótima. O propósito é somente adequar a geração sincronizada à flutuação da carga, tendo em mente a restrição imposta pelo tempo de partida dos geradores e os seus custos de produção.

A Figura 3.1 ilustra a programação de um sistema hipotético em que oito unidades são utilizadas para atender a carga prevista para as 24 horas de um dia. Para essa figura considera-se que: (i) o Gerador 1 é uma unidade hidráulica de 40 MW de capacidade e com o tempo de partida de 10 minutos; (ii) os Geradores 2, 3 e 8 são unidades hidráulicas de 20 MW de capacidade com o tempo de partida de 10 minutos, (iii) os Geradores 4, 5 são unidades térmicas com capacidade de 40 MW e com o tempo de partida de 24 horas; (iv) o Gerador 6 é uma unidade térmica de 20 MW com tempo de partida de seis horas; (v) o Gerador 7 é uma unidade térmica de 10 MW com tempo de partida de uma hora.

Considere ainda que os intervalos de tempo (i.e.  $t_i - t_{i-1}$ ) sejam equidistantes e equivalem a uma hora. Adicionalmente, o nível mínimo de reserva girante deve ser de 40 MW. Com base nessas informações pode-se compreender porque no vale da carga entre os intervalos  $t_3$  a  $t_{10}$  ocorre o desligamento do Gerador 3 ao invés do Gerador 5 o qual tem menor prioridade do que o primeiro. De  $t_5$  a  $t_{10}$  a carga oscila em torno de 96 MW, logo, para um nível mínimo de reserva de 40 MW resultaria numa geração sincronizada de aproximadamente 140 MW.

Do intervalo  $t_5$  a  $t_{10}$ , seguindo-se a lista de prioridade, verifica-se que os geradores de 1 a 5 foram sincronizados. Entretanto, nota-se um excesso de geração nesse intervalo. Portanto, algum gerador poderá ser desligado para adequar o valor da reserva girante ao nível especificado. Partindo do gerador 5, o qual tem menor prioridade, verifica-se que o mesmo não pode ser desligado por dois motivos: primeiro porque o montante de geração sincronizada menos a capacidade da unidade 5 resultaria numa quantidade de reserva girante inferior ao mínimo especificado; segundo porque o tempo de partida do gerador 5 ( $T_{St}(u_5) = 24$  horas) é maior que o período  $T_{Off}(t_{10} - t_5)$ , durante o qual o gerador deveria permanecer desligado até ser utilizado novamente.

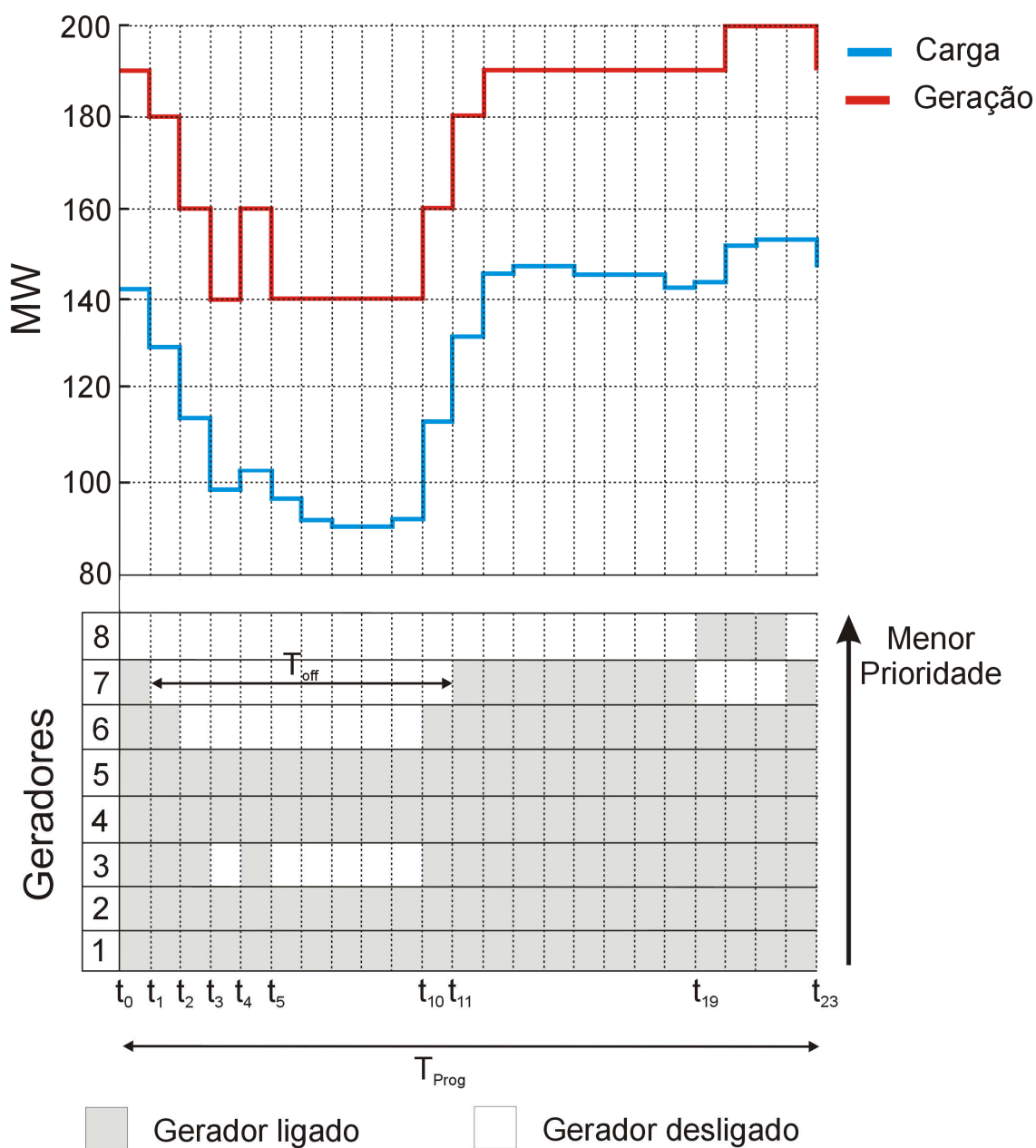


Figura 3.1: Exemplo de Programação da Geração

Seguindo a lista de prioridade, o gerador 4 seria o próximo a ser desligado. Porém, as mesmas observações feitas para o gerador 5 se aplicam ao gerador 4. O gerador subsequente que pode ser desligado a fim de adequar o nível de geração sincronizada à carga mais o critério de reserva é o gerador 3. Para esse gerador verifica-se que ao desligá-lo a geração sincronizada fica em 140 MW. Além disso, o seu tempo de partida ( $T_{St}(u_3) = 10$  minutos) é menor que o tempo que ele permanecerá desligado ( $T_{Off} = t_{10} - t_5 = 5$  horas).

Com base no exemplo anterior, percebe-se que a lista de ordem de mérito não será seguida toda vez que houver necessidade de aumentar o montante de geração sincronizada, e a próxima unidade na lista de ordem de mérito não for capaz de satisfazer a restrição imposta pela Equação (3.5).

Para cada hora simulada, uma nova hora é incluída no intervalo de programação e os passos algoritmo descritos anteriormente são realizados. Vale lembrar que, sempre que possível, serão desligadas as unidades de menor prioridade. Sendo assim, é possível que, em alguns vales da curva de carga, o montante de reserva sincronizada exceda o valor especificado, pelo fato de não ter sido possível realizar o desligamento dos geradores de menor prioridade.

A reprogramação das unidades é realizada todas as vezes que as unidades que se encontram sincronizadas ou que foram programadas para entrar em operação transitam para o estado de falha, ou quando ocorre o reparo de uma unidade geradora que se encontrava quebrada.

No primeiro caso, é possível que a lista de ordem de mérito não seja seguida, de modo a permitir que as unidades de partida rápida, porém com baixa prioridade na lista, sejam sincronizadas a fim de corrigir o déficit de geração causado pela perda de uma unidade. No segundo caso, verifica-se, primeiramente, se a unidade reparada tem prioridade maior que qualquer uma das unidades sincronizadas ou comprometidas a entrar em operação. Em caso afirmativo, o gerador reparado é programado para entrar em operação tão logo seja possível.

De modo semelhante ao que é feito na análise da reserva estática, para a reserva operativa, mais especificamente a girante, todos os índices apresentados anteriormente, são agora calculados com base na equação de balanço apresentada na Equação (3.7)

$$PG^{Sinc}(t) - L(t) \geq 0 \quad (3.7)$$

Na equação anterior os termos  $PG^{Sinc}(t)$ ,  $L(t)$  representam, respectivamente, o montante de geração sincronizada e a carga demandada no instante de tempo  $t$ .

Como pode ser notado na Equação (2.20), a qual é a base da avaliação da reserva estática, os índices refletem algumas características das unidades (e.g. taxa de falha, tempo médio de reparo e capacidade máxima), bem como as estratégias de coordenação hidrotérmica e as flutuações da potência em função da velocidade dos ventos. Neste caso, como a comparação é realizada entre o montante de geração total disponível e a carga, os índices são obtidos partindo-se de uma condição hipotética de que toda a geração disponível encontra-se sempre sincronizada.

Os índices obtidos com base na Equação (3.7), além das características já mencionadas anteriormente, refletem também o tempo de partida das unidades e as estratégias operacionais, representadas por meio dos montantes definidos para a reserva sincronizada e da lista de ordem de mérito.

### 3.4.2 Índices para a Reserva Girante – Confiabilidade Tradicional

De modo semelhante ao que é realizado na análise da reserva estática, é possível estimar os índices LOLP, LOLE, EPNS, EENS, LOLF e LORD para a reserva girante. A diferença básica é que no caso da reserva girante, as funções teste utilizadas para estimar os índices levam em conta somente a parcela da geração disponível que se encontra sincronizada no instante de tempo  $t$ . As Equações (3.8) e (3.9), exemplificam, respectivamente, as funções teste utilizadas para o cálculo dos índices LOLE e EENS, associados à reserva girante.



$$F_{LOLE}^{SPIN}(t) = \begin{cases} \Delta t, & \text{se } PG^{Sinc}(t) - L(t) < 0 \\ 0, & \text{Caso contrário} \end{cases} \quad (3.8)$$

$$F_{EENS}^{SPIN}(t) = \begin{cases} \Delta P^{Sinc} \times \Delta t, & \text{se } PG^{Sinc}(t) - L(t) < 0 \\ 0, & \text{Caso contrário} \end{cases} \quad (3.9)$$

Nas expressões anteriores, o termo  $\Delta t$  equivale ao intervalo de tempo entre o instante da análise e o instante precedente; e o termo  $\Delta P^{Sinc}$  representa o montante de potência cortada devido à insuficiência de geração sincronizada. Com o intuito de distinguir os índices associados à reserva girante daqueles relacionados à reserva estática, adotou-se o subscrito *STATIC* para os índices estimados para a reserva estática e *SPIN* para aqueles referentes à reserva girante. Desse modo, o índice que mede a perda de carga esperada associada à reserva girante é representado por  $LOLE_{SPIN}$ .

A Figura 3.2, a seguir, a qual apresenta um histórico de operação de um sistema hipotético, é utilizada para exemplificar a aplicação das funções teste e compreender como o tempo de partida das unidades influencia os índices de confiabilidade associados à reserva girante. Nesta figura, a notação  $t(F)_i$  é empregada para representar o período durante o qual o sistema permanece na falha. O histórico ilustra a saída e o reparo de uma máquina térmica, cujo tempo de partida é da ordem de 48 horas.

Observa-se que as primeiras falhas, ocorridas nos intervalos  $t(F)_1$  e  $t(F)_2$  impactarão, tanto os índices associados à reserva estática quanto aqueles relativos à reserva girante, porque a carga supera a geração disponível. Nos intervalos  $t(F)_3$  e  $t(F)_4$ , embora a capacidade disponível do sistema tenha sido restabelecida, devido ao reparo da unidade, o sistema ainda apresenta déficit de geração sincronizada porque a unidade reparada ainda não atingiu o tempo suficiente para suprir carga.

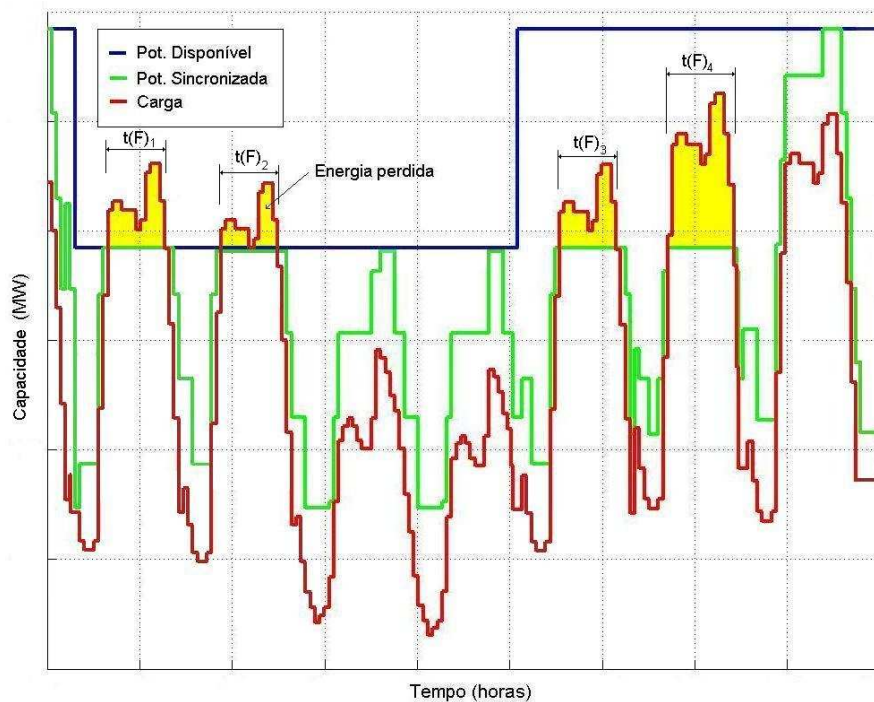


Figura 3.2: Histórico de Operação de Um Sistema Hipotético

### 3.4.3 Índices para a Reserva Girante – Confiabilidade Preventiva

A divisão dos estados operativos em diversos grupos, a identificação desses grupos e a quantificação do seu grau de adequação, obtendo para cada um deles as respectivas probabilidades de ocorrência foi inicialmente proposta por Billinton e Khan em 1992 [BK92]. Posteriormente, Billinton e Lian [BL94] propuseram uma estrutura simplificada, daquela apresenta por Billinton e Khan em [BK92], a qual dividia os estados em três grupos: saudáveis, marginais e de falha.

Essa estrutura proposta para análise de confiabilidade preventiva, a qual foi apresentada na seção de introdução, foi primeiramente integrada ao método PJM para avaliação da reserva girante, como também já discutido anteriormente. Posteriormente, esses conceitos foram estendidos à análise da reserva estática [BK99], empregando uma metodologia baseada em simulação Monte Carlo cronológica. Nesse trabalho, além das probabilidades de ocorrência dos estados saudáveis e marginais, foram também calculadas as frequências associadas a esses estados e as respectivas durações médias.

O novo modelo proposto nesta tese para avaliação da reserva operativa, utilizando o método de simulação Monte Carlo, estende os conceitos, até então, aplicados somente para a avaliação da reserva estática, à análise da reserva girante de sistema de geração. Assim, como foi feito com os índices tradicionais, as funções teste que avaliam se um estado é saudável ou marginal, foram adaptadas para obter os índices de Prob{S}, Prob{M}, Freq{S}, Freq{M}, Dur{S} e Dur{M} para a reserva girante.

Antes de apresentar as funções teste, convém lembrar a definição de cada um dos estados, tendo em mente que agora se trata da reserva girante. Um estado é considerado saudável quando o montante de geração sincronizada é superior à carga e suficiente para suportar a aplicação do critério determinístico especificado (e.g.: perda da maior máquina sincronizada). Se, embora a geração sincronizada exceda a carga, mas a reserva não é suficiente para suportar o critério determinístico, diz-se que sistema se encontra em um estado marginal.

As expressões a seguir, são exemplos das funções teste utilizadas para calcular os índices Prob{S} e Prob{M}, respectivamente.

$$F_{Prob\{S\}}^{SPIN}(t) = \begin{cases} \frac{\Delta t}{T}, & \text{se } PG^{Sinc}(t) - G_{Max}^{Sinc}(t) - L(t) \geq 0 \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.10)$$

$$F_{Prob\{S\}}^{SPIN}(t) = \begin{cases} \frac{\Delta t}{T}, & \text{se } PG^{Sinc}(t) - G_{Max}^{Sinc}(t) - L(t) < 0 \text{ e } PG^{Sinc}(t) - L(t) > 0 \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.11)$$

Nas expressões acima, o termo  $T$  equivale ao período de análise (e.g. 8760 horas) e o termo  $G_{Max}^{Sinc}(t)$  representa a capacidade da maior máquina sincronizada no instante  $t$ .

### 3.4.4 Índices para a Reserva Não-Girante

Para avaliar a reserva não-girante, tendo em mente um horizonte de longo prazo, o que se faz, costumeiramente, é considerar que todas as unidades disponíveis não-sincronizadas com tempos de partida iguais ou inferiores a uma hora fazem parte da reserva girante [PMGS08 e MPFR09]. Esse procedimento, embora simplifique a análise, resulta em índices que não condizem com a realidade operacional do sistema, pois refletem uma condição muito otimista ao considerar que no instante  $t$ , em que ocorre a avaliação do estado operativo, toda a potência que só estaria, de fato, sincronizada uma hora depois já se encontra pronta para suprir a carga. Vale salientar que essas aproximações, dependendo das características do sistema, causarão impactos pequenos.

Com o intuito de avaliar a reserva não-girante de modo mais coerente com a realidade operacional dos sistemas de geração e, conseqüentemente, ter uma melhor percepção da influência que esse tipo de reserva desempenha, este trabalho propõe uma forma diferente de avaliação. Primeiramente, as unidades geradoras são classificadas em classes de acordo com os seus tempos de partida. A Tabela 3.4, mostra a definição dessas classes.

A quantidade de classes dependerá do operador do sistema e podem receber diferentes designações, tais como: unidades de partida rápida, reserva quente/fria, etc.

Tabela 3.4: Classes de Geração

Classe	Tempo de Partida- $T_{st}$ (minutos)
1	$t \leq 10$
2	$10 < t \leq 30$
3	$30 < t \leq 60$
4	$t > 60$

Por fim, novos indicadores, os quais tomam por base a quantidade de potência disponível e não-sincronizada em cada classe, são propostos para mensurar a qualidade da reserva não-girante:

- ETP – *expected total power* (representa a quantidade média total de potência no sistema por classe de geração, i.e. a soma das potências sincronizadas e não-sincronizadas).
- $EP_{NS}$  - *expected power of non-spinning reserve* (representa a quantidade de potência por classe de geração que se encontra disponível e não-sincronizada).
- $EH_{NS}$  – *expected number of hours* (representa o número médio de horas por ano, por classe, em que a reserva não-girante permaneceu nula. A indisponibilidade de potência ocorre porque as unidades foram utilizadas para suprirem a carga ou fazerem parte da reserva girante, ou porque estão avariadas).
- $EF_{NS}$  – *expected frequency* (representa a frequência média, em ocorrências por ano, por classe, com que a reserva não-girante tornou-se nula).
- $EPR_{NS}$  – *expected power of non-spinning reserve used to restore system failures* (representa a potência média da reserva não-girante, por classe, que foi utilizada para restabelecer o atendimento à carga quando da ocorrência de um déficit de geração sincronizada).
- $EFR_{NS}$  – *expected frequency of occurrences of system restoration by the non-spinning reserve*. (representa a frequência média, por classe, com que a reserva não-girante foi utilizada para restaurar o sistema).

### 3.4.5 Algoritmo Proposto

Finalmente, apresenta-se o algoritmo utilizado para avaliação integrada das reservas estática e operativa de sistemas de geração empregando o método de simulação Monte Carlo cronológica [LSMB09].

- i) inicie o contador de ano, i.e.  $NY = 1$ ;
- ii) amostre os estados iniciais das unidades geradoras e os respectivos tempos de permanência, com base nos modelos estocásticos de falha e reparo;
- iii) amostre as séries hidrológicas e eólicas;
- iv) identifique o menor intervalo de tempo em que ocorre uma transição de estado do sistema ( $t_{min}$ ), devido à mudança de estados das unidades geradoras ou alteração do patamar da curva de carga;
- v) programe a geração disponível seguindo a lista de ordem de prioridades e os critérios de reserva. Em seguida, calcule a geração total disponível e o montante de geração sincronizada;
- vi) compare a geração total disponível e a sincronizada com a carga do sistema – Equações (2.20) e (3.7);
- vii) calcule as funções teste apropriadas para cada índice, incluindo aqueles referentes à reserva não-sincronizada, apresentados anteriormente;
- viii) se o  $t_{min} < T$  (e.g.  $T = 8760$  horas), vá para o passo (ix); senão vá para o passo (x)
- ix) realize a mudança de estado da unidade geradora ou da carga correspondente ao  $t_{min}$ , atualize o tempo de residência desse elemento e retorne ao passo (iv);
- x) atualize o contador de anos ( $NY = NY + 1$ ), estime os índices desejados e atualize os coeficientes de variação. Se  $\beta$  é menor ou igual à tolerância desejada, pare o processo, caso contrário retorne ao passo (ii).

### 3.5 MODELO ALTERNATIVO

Alternativamente, a reserva operativa de sistemas de geração, tendo em mente um horizonte de longo prazo, pode ser avaliada pelo método de simulação Monte Carlo cronológica empregando um modelo simplificado. Esse modelo está sendo utilizado pelas empresas Rede Eléctrica Nacional (REN) e a Red Eléctrica de España (REE).

Nesse modelo, para simular o efeito da influência do tempo de partida procede-se da forma descrita a seguir. Quando ocorre a falha de alguma unidade que esteja suprindo a carga ou fazendo parte da reserva sincronizada, selecionam-se novas unidades, seguindo a lista de ordem de mérito, para recompor a carga do sistema mais o critério de reserva girante. Em seguida, desconta-se do montante de geração sincronizada (incluindo as novas unidades) uma quantidade equivalente à capacidade da unidade falhada no instante  $t$ , durante um período de uma hora.

Essa simplificação, embora ocasione perda de precisão nos índices estimados, dependendo das características do sistema, proporciona uma redução significativa do esforço computacional, pois elimina o processo de programação da geração, o qual é a parte mais dispendiosa do ponto de vista do desempenho computacional.

Adicionalmente, três princípios básicos são adotados por esse modelo: (i) a qualquer instante de tempo  $t$  as unidades podem ser ligadas e/ou desligadas para atender a carga e satisfazer o critério de reserva girante; (ii) as unidades de menor prioridade na lista de ordem de mérito, sempre que possível, serão desligadas para manter o nível de reserva sincronizada o mais próximo possível do valor especificado; (iii) considera-se que a reserva operativa (reserva girante mais a não-girante) é composta pelas máquinas com tempos de partida menores ou iguais a uma hora que ainda não foram sincronizadas mais a reserva girante. As variáveis utilizadas para avaliar os requisitos de reserva operativa nesse modelo são mostradas na Figura 3.3.

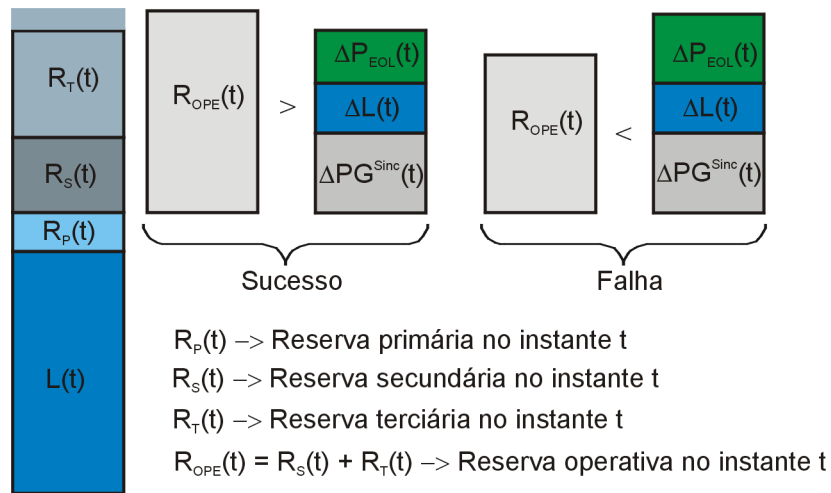


Figura 3.3: Modelo Simplificado para Avaliação da Reserva Operativa

Na Figura 3.3 o termo  $R_T(t)$  representa a parcela da geração não-sincronizada composta pelas máquinas cujos tempos de partida são inferiores a uma hora.

A equação de balanço de potência a seguir é utilizada para avaliar os requisitos de reserva operativa de sistemas de geração por meio do modelo alternativo.

$$R_s(t) + R_T(t) - \Delta L(t) - \Delta P_{EOL}(t) - \Delta PG^{Sinc}(t) \geq 0 \tag{3.12}$$

Na equação anterior, o termo  $\Delta L$  representa as variações que podem ocorrer na carga no instante  $t$  devido aos erros na previsão de demanda de curto prazo; o termo  $\Delta P_{EOL}$  representa as oscilações que podem ocorrer na potência disponível eólica no instante  $t$  e  $\Delta PG^{Sinc}$  representa o montante de geração sincronizada indisponível no instante  $t$ .

Com base na Equação (3.12), para estimar, por exemplo, o número de horas esperado em que a quantidade de reserva operativa do sistema foi insuficiente, utiliza-se a função teste mostrada em (3.13).

$$F_{LOLE}^{Oper} = \begin{cases} \Delta t, & \text{se } R_{Oper}(t) - \Delta L(t) - \Delta P_{EOL}(t) - \Delta PG^{Sinc}(t) < 0 \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \tag{3.13}$$



em que  $\Delta t$  refere-se ao intervalo de tempo entre o instante atual e o instante da última análise.

As incertezas com relação aos erros na previsão da demanda de curto prazo bem como os erros na previsão da produção eólica são detalhadas no Capítulo 5.

A Equação (3.12) é a base para as funções teste que são utilizadas para avaliar o risco de mudanças na carga (crescimento além do esperado), de variações na potência eólica e da saída forçada das unidades geradoras não poderem ser compensadas pelo montante de geração sincronizada mais aquele que pode ser sincronizado em até uma hora. Nessa equação, se o termo  $R_T(t)$  for desconsiderado, os índices estimados serão referentes à reserva de potência girante.

Como o termo  $R_T(t)$  representa a geração disponível não-sincronizada que pode ser mobilizada em até uma hora, percebe-se que os índices estimados para a reserva operativa (e.g.  $LOLE_{OPER}$ ) refletem uma condição distorcida do ponto de vista da operação. Isto porque é considerado que a potência disponível não-sincronizada pode ser utilizada no instante  $t$ , para cobrir eventuais déficits na geração sincronizada, quando de fato, isto só poderia ocorrer alguns instantes depois, dependendo do tempo de partida das unidades.

É possível reproduzir as condições descritas para o modelo alternativo utilizando-se a metodologia proposta nesta tese. Para tal, as seguintes simplificações na representação das unidades geradoras devem ser adotadas: assumir que todas as unidades geradoras pertencentes às Classes 1, 2 e 3 têm tempos de partida iguais a uma hora e que as unidades pertencentes à Classe 4 têm tempo de partida um pouco maior que uma hora, por exemplo, 65 minutos.

Evidentemente, ao aplicar as aproximações mencionadas anteriormente na metodologia proposta, os resultados obtidos serão sutilmente diferentes daqueles encontrados com o modelo alternativo. Isto porque, a quantidade de potência descontada do montante de geração sincronizada para simular o efeito do tempo de partida não reflete exatamente as mesmas condições que um retardo médio de uma hora para que uma nova unidade seja sincronizada.

No Capítulo 4 demonstram-se as semelhanças e divergência entre os dois modelos de avaliação dos requisitos de reserva operativa, por meio de estudos de casos utilizando o sistema teste IEEE RTS-96 e uma configuração do sistema de geração português.

### 3.6 CONCLUSÕES

Este capítulo abordou a análise de confiabilidade da reserva operativa de sistema de geração. Primeiramente, foi feita uma descrição sucinta da divisão e classificação que normalmente se adota para a reserva operativa: regulação, girante, não-girante e reposição.

No que tange à análise da reserva de potência operativa de sistemas de geração, o presente capítulo mostrou que os estudos podem ser de curto prazo, o qual é o mais tradicional, como também podem envolver horizontes mais longos (e.g.: 20 anos). Na análise de curto prazo, o operador tem por meta definir o nível de reserva que satisfará algum critério, por exemplo, o risco de não-atendimento da demanda da próxima hora ser menor ou igual a  $10^{-4}$ . Nessa situação, sabe-se previamente quais unidades estão disponíveis e suas respectivas capacidades. Tradicionalmente, o método PJM tem sido aplicado em situações como a descrita anteriormente. Adicionalmente, mostrou-se como os índices que estimam a probabilidade de encontrar o sistema em um estado saudável ( $\text{Prob}\{S\}$ ) ou marginal ( $\text{Prob}\{M\}$ ) podem ser incorporados ao método PJM.

No outro extremo, se um planejador deseja avaliar o comportamento do sistema, em termos da reserva de potência girante, para as condições previstas para o futuro, o método PJM pode não ser adequado. Tradicionalmente, os estudos relativos a horizontes mais longos envolvem somente a análise dos requisitos de reserva estática. Nesse tipo de análise, usualmente, a taxa de falha, o tempo médio de reparo e o tamanho das unidades são utilizados como parâmetros para a tomada de decisão sobre qual configuração de geradores deverá ser utilizada.

Com o recente crescimento da participação de energias renováveis nos meios de produção de energia elétrica, em especial a eólica, tornou-se indispensável para os estudos de planejamento da expansão uma análise mais abrangente, a qual leve também em conta alguns parâmetros considerados apenas nas análises de curto prazo (e.g. tempo de partida, ordem de despacho). Com vista a atender essa nova necessidade, o presente capítulo propôs uma metodologia baseada em simulação Monte Carlo cronológica para determinação dos requisitos de reserva operativa (girante e não-girante) de sistemas de geração com elevada penetração de energia eólica.

A idéia básica foi utilizar os tradicionais índices de confiabilidade, bem como aqueles da análise de bem-estar ou confiabilidade preventiva, até então, empregados somente para avaliar os requisitos de reserva estática, para determinar também as necessidades de reserva girante dos sistemas de geração. Adicionalmente, foram propostos novos indicadores que permitem uma avaliação da reserva não-girante.

Uma forma alternativa de avaliar os requisitos de reserva, a qual pode ser vista como uma simplificação da metodologia proposta, foi também apresentada neste capítulo. O que diferencia os dois modelos é forma de representar os tempos de partida das unidades geradoras e a maneira de lidar com a programação da geração. No modo alternativo, desconsidera-se o tempo de partida das unidades geradoras durante o despacho da geração, assumindo-se que a todo instante as unidades disponíveis podem suprir prontamente a carga,

não sendo necessária uma pré-programação de quando as unidades entrarão em operação e/ou serão desligadas. A única representação da influência do tempo de partida no desempenho do sistema, em termos de confiabilidade, se dá quando ocorre a falha de unidades sincronizadas.

Na metodologia proposta, o nível de detalhamento dos aspectos operacionais do sistema é um pouco maior. Os tempos de partida das unidades geradoras, bem como o processo de programação de quando as unidades deverão ser ligadas e/ou desligadas são levados em consideração durante a simulação. Em detrimento à representação mais próxima à realidade, tem-se o elevado esforço computacional.

O capítulo seguinte mostra a aplicação da metodologia proposta por meio de estudos de casos envolvendo configurações do sistema teste IEEE RTS-96 e algumas configurações do sistema de geração português. Os casos analisados exemplificam como os índices usualmente empregados para avaliar os requisitos de reserva estática podem também ser utilizados para analisar a reserva girante.

# CAPÍTULO 4

## APLICAÇÃO

### 4.1 INTRODUÇÃO

A metodologia proposta foi avaliada por meio de estudos de casos realizados com configurações do sistema teste IEEE RTS-96 [APM99] e configurações do sistema de geração de Portugal.

Primeiramente, são realizados estudos utilizando duas configurações do sistema teste IEEE RTS-96, identificadas neste trabalho por: RTS-96H e RTS-96HW. Na primeira, utiliza-se a configuração original do sistema, adicionando-se apenas séries hidrológicas para simular o efeito da flutuação da capacidade de origem hidráulica. Na configuração RTS-96HW, substitui-se uma unidade térmica a carvão com capacidade de 350 MW por 1526 MW de capacidade instalada de geração eólica.

Os dados determinísticos e estocásticos das unidades geradoras que compõem as configurações RTS-96H e HW, bem como as séries hidrológicas e eólicas são apresentados no Apêndice A. Em todas as simulações envolvendo as configurações do sistema IEEE RTS-96 foi adotado como critério de parada a obtenção de um coeficiente de variação ( $\beta$ ) menor ou igual a 5% para os índices de confiabilidade tradicional e preventiva. Salienta-se que para os índices de duração (e.g.: LOLD,  $Dur\{S\}$ ) não foram monitorados os coeficientes de variação durante o processo de simulação. Os mesmos foram calculados ao término da simulação e podem, portanto, apresentar valores superiores a 5%.

Foram também realizados testes utilizando algumas configurações do sistema de geração português. No caso do sistema português, para a configuração do

ano 2005, devido à grande capacidade de reserva estática, o processo de simulação foi interrompido em 1.000 anos simulados, independentemente de se ter obtido o coeficiente de variação de 5% para os índices monitorados. Somente os índices relacionados à reserva girante foram convergidos com 5%. A mesma observação feita com relação aos índices de duração para o sistema IEEE RTS-96 aplica-se também ao sistema português

Em todas as simulações, independentemente do sistema, adotou-se um número mínimo de 100 anos para interromper o processo de simulação, mesmo que os índices já estivessem convergidos. Por fim, o compilador Visual Fortran da Intel, versão 11.0, foi utilizado para desenvolver a metodologia proposta e um computador equipado com processador *Pentium Core Dois Duo* de 2,66 GHz foi utilizado para realizar as simulações.

## **4.2 SISTEMA TESTE**

### **4.2.1 Descrição do Sistema – Configuração RTS-96H**

O sistema IEEE RTS-96, na configuração original, é composto por 96 unidades geradoras que perfazem uma capacidade instalada de 10215 MW. Desse total, 900 MW são de origem hidráulica e os 9315 MW restantes são de origem térmica. O pico anual da carga do sistema atinge 8550 MW. Baseado nesses valores, verifica-se que a capacidade de reserva estática dessa configuração corresponde a 16,3% da capacidade total instalada. Adicionalmente, pode-se verificar que o montante de energia renovável corresponde a 8,8% da capacidade total instalada.

O subsistema térmico é composto por 78 unidades com capacidades variando de 12 MW até 400 MW. O subsistema hidráulico, por sua vez, é constituído por 18 unidades hidráulicas de 50 MW cada, distribuídas uniformemente entre três usinas, cada uma associada a um aproveitamento hidrelétrico diferente. A fim de simular a flutuação de capacidade dessas unidades, cinco séries históricas, referindo-se a capacidade média mensal, são apresentadas no Apêndice A.2.

Assumiu-se que as condições operativas implicitamente representadas nas séries são equiprováveis, portanto, a cada série foi atribuída uma probabilidade de ocorrência de 20%. A Figura 4.1 ilustra a variação da capacidade disponível de potência hidráulica para três cenários: úmido, normal (médio) e seco. Após simular cada série individualmente identificou-se que a Série 5 (seca) foi a que produziu os piores resultados, ao passo que a Série 3 (úmida) proporcionou os melhores resultados.

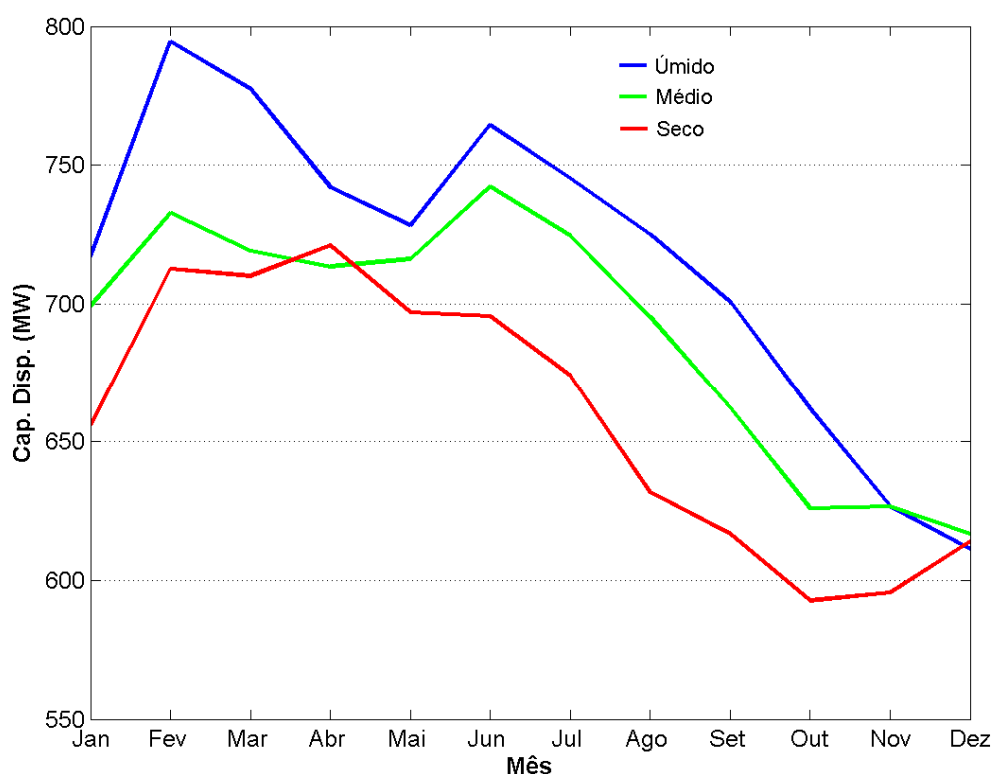


Figura 4.1: Flutuação da Capacidade Disponível Hidráulica – Sistema RTS-96H

#### 4.2.2 Descrição do Sistema – Configuração RTS-96HW

Após a substituição da unidade térmica a carvão por 1526 MW de geração eólica, a capacidade total do sistema aumenta para 11391 MW, e o percentual de energia renovável no sistema sobe para 21,3%. Em termos de capacidade instalada, o montante de geração eólica representa 13,4% do total de potência instalada.

O subsistema eólico é composto por 763 unidades de 2 MW, distribuídas entre três regiões ou áreas que possuem características climáticas (meteorológicas) diferentes: Área 1 (267 unidades), Área 2 (229 unidades) e Área 3 (267 unidades). Com vista a caracterizar a flutuação da potência de origem eólica, devido às variações de velocidade dos ventos, foram utilizadas três séries históricas para cada área, referentes à potência média horária produzida por um aerogerador. As séries foram classificadas em três grupos: favorável, média e desfavorável. Para cada região, foi considerado que os cenários de produção eólica favorável, desfavorável e médio têm, respectivamente, 25%, 50% e 25% de chance de ocorrerem. As séries eólicas são mostradas no Apêndice A.3. A Figura 4.2 ilustra o padrão de variação da potência eólica, para um dia típico de janeiro, considerando um cenário médio.

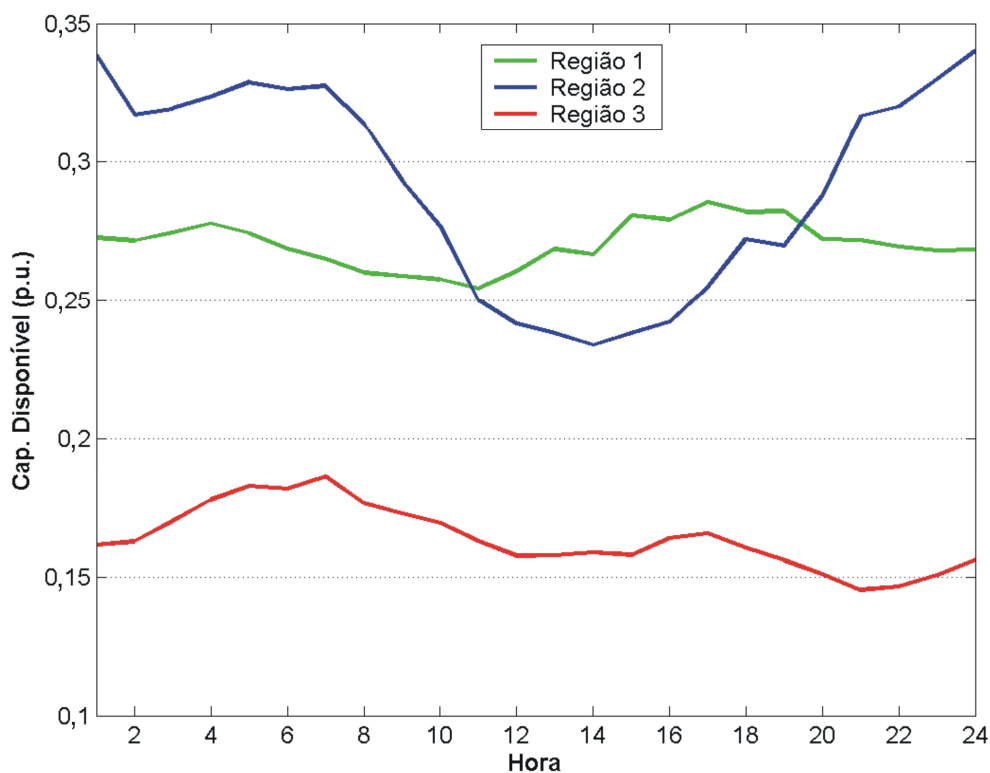


Figura 4.2: Séries Eólicas para Um Dia Típico de Janeiro



### 4.2.3 Resultados

A seguir são apresentados os resultados das simulações realizadas para as configurações RTS-96H e HW. O objetivo das simulações foi avaliar os montantes de reserva estática e operativa (girante e não-girante) necessários para garantir um fornecimento adequado de energia, considerando não somente as incertezas devido à avaria das unidades geradoras, mas também, aquelas devido à flutuação de capacidade das fontes renováveis. Verificou-se também a influência dos critérios estabelecidos para a reserva girante e das estratégias de operação no desempenho do sistema em termos de confiabilidade.

Dois cenários operativos diferentes foram considerados para ambas as configurações. As características desses cenários são apresentadas, a seguir, na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Descrição dos Cenários – Sistema Teste RTS-96

Cenário	Configuração	Descrição
Normal	RTS-96H	Todas as séries hidrológicas foram utilizadas na simulação
	RTS-96HW	Todas as séries hidrológicas e as séries eólicas foram utilizadas na simulação.
Crítico	RTS-96H	Apenas a pior série hidrológica foi utilizada.
	RTS-96HW	A pior série hidrológica e a pior série eólica foram utilizadas na simulação.

#### a) *RTS-96H*

A fim de obter uma referência para comparação, diversas simulações foram realizadas com a configuração RTS-96H, considerando diferentes níveis para a reserva girante e diferentes ordens de mérito (ordem de despacho das unidades geradoras).

As Tabelas 4.2 e 4.3 mostram, respectivamente, os índices tradicionais e os índices de confiabilidade preventiva obtidos para a reserva estática. Entre

parênteses, encontram-se os coeficientes de variação obtidos para os índices estimados.

Observando-se os valores obtidos com a metodologia proposta, nota-se que os 16,3% de capacidade de reserva estática parecem ser suficientes para proporcionar um bom desempenho para o sistema, em termos de confiabilidade [BH06]. A qualidade dos resultados será, de fato, comprovada mais adiante, quando se discutir sobre os possíveis critérios para dimensionamento da reserva.

Na hipótese de ocorrência de um ano com hidrologia ruim (cenário crítico), o índice LOLE passa de 0,5834 hora por ano para 0,7530 hora por ano, sofrendo um aumento de 29%. Adicionalmente, o montante médio de energia não suprida sobe para 146,9 MWh/ano, o qual representa  $3,2 \times 10^{-4}$  % do total da energia anual demandada (46027 GWh/ano).

Tabela 4.2: Índices de Confiabilidade Tradicional – Reserva Estática - RTS-96H

Índice	Cenários	
	Normal	Crítico
LOLP	$6,660 \times 10^{-5}$ (3,46%)	$8,596 \times 10^{-5}$ (3,44%)
LOLE (horas/ano)	0,5834 (3,46%)	0,7530 (3,44%)
EPNS (MW)	$1,271 \times 10^{-2}$ (5,00%)	$1,677 \times 10^{-2}$ (5,00%)
EENS (MWh/ano)	111,4 (5,00%)	146,9 (5,00%)
LOLF (oc./ano)	0,2048 (2,83%)	0,2617 (2,77%)
LOLD (horas)	2,849 (4,24%)	2,878 (4,19%)

Do ponto de vista da análise de confiabilidade preventiva, o sistema apresenta um desempenho satisfatório. Considerando a pior situação, o sistema permanece 0,04% do tempo, i.e., 3,416 horas por ano em estados nos quais a perda da maior unidade disponível levaria o sistema a uma situação crítica de operação (falta de geração). O sistema ingressa 1,472 vezes por ano na região marginal, e permanece nesta, em média, 2,303 horas.

Tabela 4.3: Índices de Confiabilidade Preventiva – Reserva Estática - RTS-96H

Índice	Cenários	
	Normal	Crítico
Prob {S}	0,9995 (2,58%)	0,9994 (2,77%)
Prob {M}	$3,100 \times 10^{-4}$ (2,05%)	$3,900 \times 10^{-4}$ (2,33%)
Freq {S} (oc./ano)	1,044 (5,00%)	1,274 (4,53%)
Freq {M} (oc./ano)	1,208 (4,93%)	1,472 (4,90%)
Dur {S} (horas)	8387, (5,26%)	6873, (5,31%)
Dur {M} (horas)	2,236 (4,85%)	2,303 (4,99%)

Em relação à reserva girante, os resultados mostrados nas Tabelas 4.4 e 4.5 foram obtidos considerando os seguintes critérios: a reserva sincronizada mínima, ao longo do ano, foi de 400 MW (85 MW para a regulação e 315 para a girante). A reserva foi sempre programada, no mínimo, com 24 horas de antecedência. Adicionalmente, as unidades foram despachadas seguindo-se uma lista de prioridade baseada no custo médio de produção das unidades, exceto para quatro unidades hidráulicas que foram deslocadas para o fim da lista, com o intuito de se obter uma maior quantidade de potência não-girante disponível na classe de geradores denominada Classe 1.

Após a observação do padrão da curva de carga, a mesma foi dividida diariamente em duas partes: horário de ponta (de 18 às 20 horas) e fora de ponta (nas horas restantes). Desse modo constatou-se que a reserva sincronizada efetiva variou de 599,6 MW (na hora de ponta) até 1119 MW (fora da ponta), devido a alguns fatores tais como caráter discreto da capacidade das unidades e os tempos de partida.

Novamente, se o cenário crítico ocorrer, verifica-se que o sistema residirá por 6,708 horas por ano em situações em que não há geração sincronizada suficiente. Ocorreriam, em média, 2,626 interrupções por ano, as quais durariam, em média, 2,555 horas. Por fim, o montante de energia não suprida, a cada ano, devido à insuficiência de geração sincronizada seria, em média, de 1596 MWh.

Tabela 4.4: Índices de Confiabilidade Tradicional – Reserva Girante - RTS-96H

Índice	Cenários	
	Normal	Crítico
LOLP	$6,287 \times 10^{-4}$ (3,47%)	$7,658 \times 10^{-4}$ (3,47%)
LOLE (horas/ano)	5,507 (3,47%)	6,708 (3,47%)
EPNS (MW)	0,1443 (5,00%)	0,1822 (5,00%)
EENS (MWh/ano)	1264,0 (4,95%)	1596,0 (4,92%)
LOLF (oc./ano)	2,309 (1,64%)	2,626 (1,74%)
LOLD (horas)	2,384 (4,24%)	2,555 (3,76%)

Em termo dos índices de confiabilidade preventiva, observa-se que, se a pior condição hidrológica ocorrer, o sistema residirá por 78,58 horas por ano em estados marginais, i.e., 0,9 % do tempo. Os estados marginais serão visitados 119 vezes por ano, e quando ingresso na região marginal, o sistema permanecerá nessa, em média, por aproximadamente 40 minutos (i.e.  $Dur\{M\}_{SPIN-C} = 0,6605$  hora). Além disso, cerca de duas vezes por semana (i.e.,  $Freq\{M\}_{SPIN-C} = 119$  oc./ano), o sistema operará em condições em que a perda da maior máquina sincronizada acarretará em corte de carga. Todavia, o risco de haver corte de carga sob a hipótese de operação nas condições críticas é de  $7,658 \times 10^{-4}$ .

Tabela 4.5: Índices de Confiabilidade Preventiva – Reserva Girante - RTS-96H

Índice	Cenários	
	Normal	Crítico
Prob{S}	0,9906 (0,02%)	0,9902 (0,02%)
Prob{M}	$8,670 \times 10^{-3}$ (1,45%)	$8,9703 \times 10^{-3}$ (1,48%)
Freq{S} (oc./ano)	117,2 (4,98%)	118,1 (4,99%)
Freq{M} (oc./ano)	117,8 (0,62%)	119,0 (0,63%)
Dur{S} (horas)	74,03 (4,98%)	73,44 (4,98%)
Dur{M} (horas)	0,6443 (4,24%)	0,6605 (1,40%)

A Tabela 4.6 mostra os índices de desempenho obtidos para a reserva não-girante. Sob a hipótese de ocorrerem as condições de operação descritas pelo cenário crítico, o sistema terá, em média, 671,7 MW de potência disponível que pode ser utilizada num período de até 10 minutos, dos quais somente 173,3

MW estão disponíveis e não-sincronizados. O restante, i.e.  $671,7 - 173,3 = 498,4$  MW, se encontram sincronizados. Durante 31,5 horas por ano, a reserva não-girante composta por unidades pertencentes à Classe 1 será igual a zero, e este evento ocorrerá por, aproximadamente, 10 vezes por ano (i.e.,  $EF_{NS} = 10,35$  oc./ano). Adicionalmente, quando ocorre um déficit de geração sincronizada, em média, 149,9 MW de potência disponível na Classe 1 serão necessários para restabelecer o atendimento à carga.

Os indicadores da Tabela 4.6 demonstram que a maior parte da reserva do sistema RTS-96H é composta por unidades que levam um tempo superior a uma hora para estarem prontas para suprir carga, e aproximadamente 45% dos 6370 MW disponíveis na Classe 4 (i.e., 2866 MW) equivalem à reserva não-girante.

Tabela 4.6: Índices de Desempenho para a Reserva Não-Girante - RTS-96H

Classe de Geração	ETP (MW)	EP <sub>NS</sub> (MW)	EH <sub>NS</sub> (h/ano)	EF <sub>NS</sub> (oc./ano)	EPR <sub>NS</sub> (MW)	EFR <sub>NS</sub> (oc./ano)
<b>Cenário Normal</b>						
1	682,0	174,3	27,40	9,435	154,2	0,4797
2	0,0	0,0	8760,0	1,0	0,0	0,0
3	2327,0	216,5	42,68	13,56	60,21	0,0016
4	6370,0	2875,0	7,268	1,859	0,0	0,0
<b>Cenário Crítico</b>						
1	671,7	173,3	31,51	10,35	149,9	0,4833
2	0,0	0,0	8760,0	1,0	0,0	0,0
3	2327,0	216,4	47,52	14,59	28,55	0,0015
4	6370,0	2866,0	8,293	2,089	0,0	0,0

Em termos do desempenho computacional, foram necessárias duas horas e 22 minutos de simulação para a obtenção dos índices apresentados nas Tabelas 4.2 a 4.6, sob a consideração do cenário normal.

**b) RTS-96HW**

Para a configuração RTS-96HW, na qual a quantidade de energia renovável representa 21% da capacidade total instalada, vários testes considerando diferentes ordens de mérito e diferentes especificações de reserva girante foram também realizados.

As Tabelas 4.7 e 4.8 apresentam os índices de confiabilidade tradicional e preventiva para a reserva estática da configuração RTS-96HW. Sob as condições operativas normais, observa-se que a substituição da unidade térmica a carvão de 350 MW por 763 unidades eólicas de 2 MW proporciona uma leve melhoria nos índices de confiabilidade. O índice LOLE é reduzido de 0,5834 hora por ano para 0,3449 hora por ano. Embora os 1526 MW de energia eólica que foram instalados no sistema representem, em média, cerca de 350 MW efetivos, devido à flutuação da geração eólica, o sistema torna-se levemente mais confiável porque existem várias unidades eólicas de pequeno porte ao invés de uma única unidade de grande capacidade. Desse modo, para que o efeito da saída das unidades eólicas seja equivalente à saída da unidade térmica de 350 MW, as 763 unidades eólicas deveriam falhar simultaneamente, o que é praticamente improvável de ocorrer.

Obviamente, equiparar o sistema em termos de capacidade não significa que ele será também equivalente do ponto de vista de adequação. No caso da ocorrência das condições operativas descritas pelo cenário crítico, nota-se que há uma deterioração dos índices de confiabilidade devido ao efeito combinado da pior hidrologia e piores condições de vento.

Tabela 4.7: Índices de Confiabilidade Tradicional – Reserva Estática - RTS-96HW

Índice	Cenários	
	Normal	Crítico
LOLP	$3,937 \times 10^{-5}$ (3,35%)	$1,694 \times 10^{-4}$ (3,47%)
LOLE (horas/ano)	0,3449 (3,35%)	1,484 (3,54%)
EPNS (MW)	$7,443 \times 10^{-3}$ (5,00%)	$3,364 \times 10^{-2}$ (5,00%)
EENS (MWh/ano)	65,20 (5,00%)	294,7 (5,00%)
LOLF (oc./ano)	0,1239 (2,64%)	0,4937 (1,74%)
LOLD (horas)	2,783 (4,07%)	3,006 (4,30%)

Tabela 4.8: Índices de Confiabilidade Preventiva – Reserva Estática - RTS-96HW

Índice	Cenários	
	Normal	Crítico
Prob{S}	0,9998, (2,04%)	0,9991 (3,26%)
Prob{M}	$2,300 \times 10^{-4}$ (1,44%)	$7,600 \times 10^{-4}$ (3,26%)
Freq{S} (oc./ano)	0,7600 (4,58%)	2,443 (4,48%)
Freq{M} (oc./ano)	0,8638 (4,96%)	2,861 (4,93%)
Dur{S} (horas)	11523,0 (5,10%)	3583,0 (5,70%)
Dur{M} (horas)	2,312 (4,74%)	2,318 (5,57%)

As Tabelas 4.9 e 4.10 mostram, respectivamente, os índices de confiabilidade tradicional e preventiva associados à reserva girante. Também para a configuração RTS-96HW, um nível mínimo de reserva de 400 MW foi especificado e programado com antecedência mínima de 24 horas. Novamente, as unidades foram despachadas seguindo uma lista de prioridades baseada no custo médio de produção, exceto quatro unidades hidráulicas que foram deslocadas para o fim da lista. Obviamente, todas as unidades eólicas são despachadas no início da lista devido às características inerentes a esse tipo de geração.

Com relação à quantidade efetiva de reserva sincronizada, identificou-se que o montante variou de 586,7 MW (nas horas de ponta) até 1051,1 MW (nos horários fora da ponta).

Sob a hipótese de ocorrerem as condições apontadas no cenário crítico, o sistema apresentará um índice LOLE associado à reserva girante de 23,60 horas por ano. Em média, 5686 MWh serão perdidos por ano devido à insuficiência de geração sincronizada. Adicionalmente, essas interrupções ocorrerão aproximadamente 8 vezes por ano ( $LOLF_{SPIN-C} = 7,584$  oc./ano) e a correspondente duração média será de aproximadamente 3 horas.

Tabela 4.9: Índices de Confiabilidade Tradicional – Reserva Girante - RTS-96HW

Índice	Cenários	
	Normal	Crítico
LOLP	$9,469 \times 10^{-4}$ (3,53%)	$2,6941 \times 10^{-3}$ (3,08%)
LOLE (horas/ano)	8,295 (3,53%)	23,60 (3,08%)
EPNS (MW)	0,1990 (4,91%)	0,6491 (4,68%)
EENS (MWh/ano)	1743,0 (5,00%)	5686,0 (4,68%)
LOLF (oc./ano)	3,358 (2,04%)	7,584 (3,16%)
LOLD (horas)	2,470 (3,96%)	3,111 (4,32%)

Com relação aos índices de confiabilidade preventiva estimados para a reserva girante, observa-se, que para o cenário crítico de operação, o sistema residirá, em média, 130,1 horas por ano em estados marginais. A frequência com que o sistema ingressará na região marginal será de 145,5 oc./ano, e uma vez ingresso nessa região, o sistema permanecerá nela, em média, por 53 minutos.

A Figura 4.3 compara o índice LOLE obtido para os sistemas RTS-96H e RTS-96HW em termos da reserva estática e da reserva girante, considerando o cenário normal. Nesta figura é possível verificar duas características importantes: a diferença entre as reserva estática e operativa e o efeito da substituição da térmica de 350 MW por unidades eólicas. Para o sistema RTS-96H, a reserva girante foi 9,4 vezes maior que a estática. No caso do sistema RTS-96HW essa relação sobe para 24 vezes, isso porque a inserção de eólica teve um efeito benéfico para a reserva estática (diminuição do índice LOLE) ao passo que na reserva girante ocorreu a deterioração do índice, uma vez que o montante de reserva girante é mais sensível às flutuações da geração eólica.



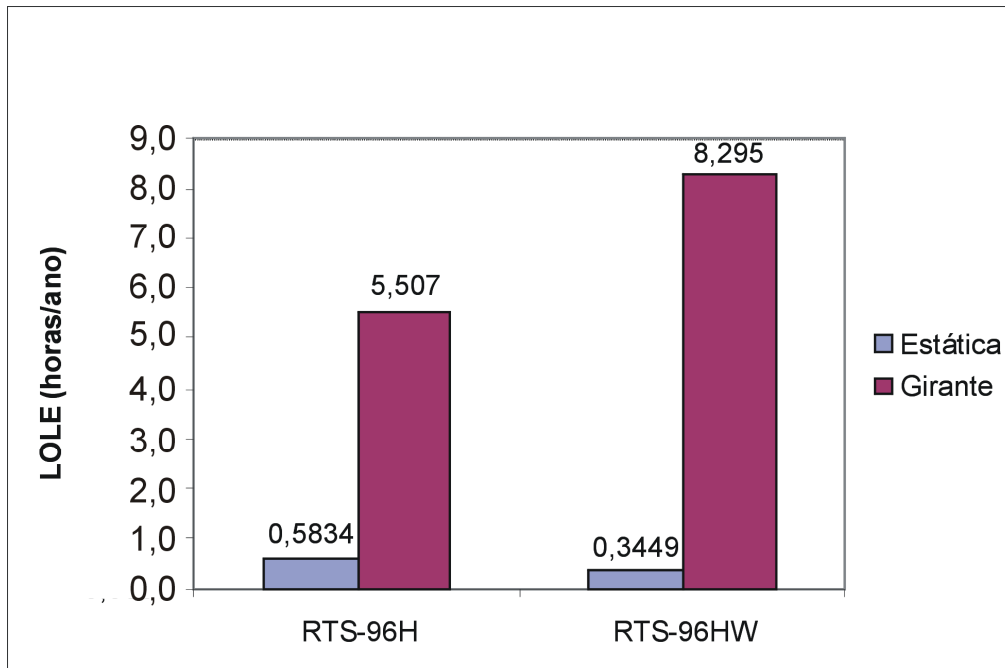


Figura 4.3 – Comparação entre  $LOLE_{STATIC-N}$  e  $LOLE_{SPIN-N}$  – Sistemas RTS-96H e RTS-96HW

Por fim, a Tabela 4.11 apresenta os índices de desempenho para a reserva não-girante obtidos para a configuração RTS-96HW. Observa-se que esses índices ficaram próximos àqueles que foram obtidos para a configuração RTS-96H. Esse comportamento era esperado devido ao fato de todas as unidades eólicas serem despachadas na base, não tendo portando, grande influência na disponibilidade de potência não-girante na Classe 1.

Tabela 4.10: Índices de Confiabilidade Preventiva – Reserva Girante - RTS-96HW

Índice	Cenários	
	Normal	Crítico
Prob{S}	0,9885 (0,02%)	0,9824 (0,03%)
Prob{M}	$1,0430 \times 10^{-2}$ (1,55%)	$1,4852 \times 10^{-2}$ (1,02%)
Freq{S} (oc./ano)	127,9 (4,99%)	141,7 (4,99%)
Freq{M} (oc./ano)	128,8 (0,62%)	145,5 (0,51%)
Dur{S} (horas)	67,66 (4,98%)	60,75 (4,98%)
Dur{M} (horas)	0,7089 (1,49%)	0,8941 (0,95%)

Tabela 4.11: Índices de Desempenho para a Reserva Não-Girante – RTS-96HW

Classe de Geração	ETP (MW)	EP <sub>NS</sub> (MW)	EH <sub>NS</sub> (h/ano)	EF <sub>NS</sub> (oc./ano)	EPR <sub>NS</sub> (MW)	EFR <sub>NS</sub> (oc./ano)
<b>Cenário Normal</b>						
1	1025,0	173,8	49,88	18,45	137,9	0,4321
2	0,0	0,0	8760,0	1,0	0,0	0,0
3	2327,0	215,5	79,49	26,56	40,0	0,0063
4	6047,0	2937,0	0,7139	0,1988	0,0	0,0
<b>Cenário Crítico</b>						
1	775,8	171,6	108,6	32,64	135,4	0,4170
2	0,0	0,0	8760,0	1,0	0,0	0,0
3	2327,0	212,9	160,4	44,35	20,26	0,0090
4	6047,0	2687,0	1,669	0,4020	0,0	0,0

Além dos índices anuais de confiabilidade referentes à reserva girante foram também avaliados os índices semanais. Esse tipo de avaliação possibilita ao planejador verificar em qual período do ano os níveis de reserva são mais críticos, subsidiando, por exemplo, a elaboração dos planos de manutenção preventiva. A Figura 4.4 ilustra a variação semanal do índice LOLE associado à reserva girante considerando o cenário crítico. Nota-se que a insuficiência de geração sincronizada torna-se mais crítica na semana 51 quando o índice  $LOLE_{SPIN-C}$  chega a 8,58 horas/semana. Nessa semana é quando a carga atinge seu valor máximo (i.e. 8550 MW).

A utilização de índices semanais é explorada no Capítulo 5, quando se demonstra uma aplicação da ferramenta desenvolvida para auxiliar na elaboração de um plano de manutenção preventiva para uma configuração do sistema IEEE RTS-96.

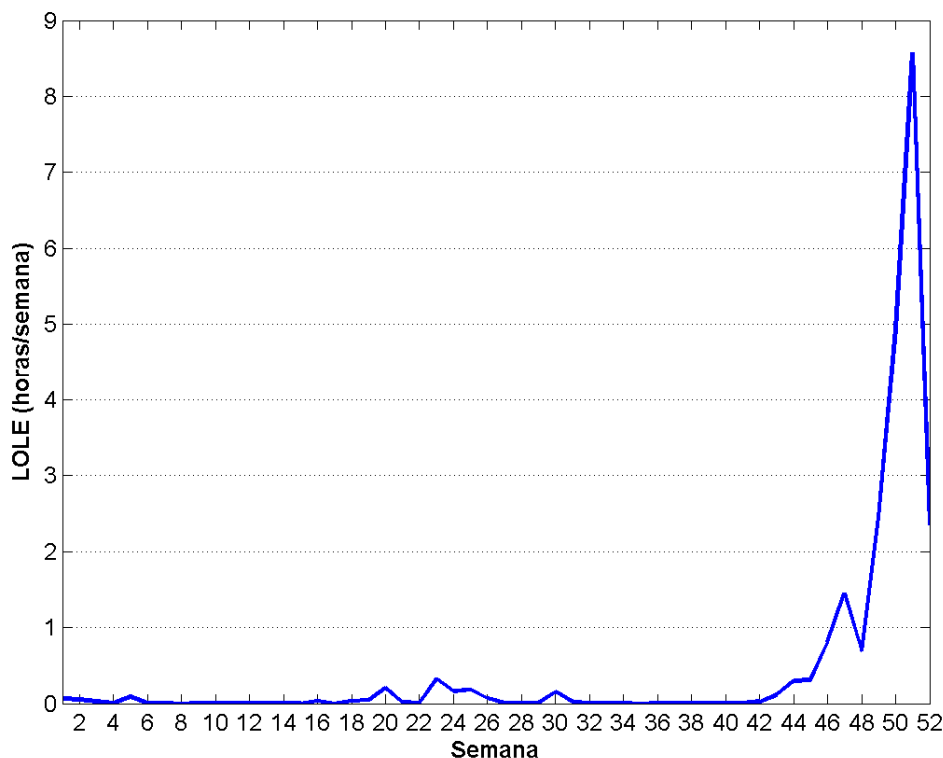


Figura 4.4: Variação Semanal do Índice  $LOLE_{SPIN-C}$  – Sistema RTS-96HW

No caso da configuração RTS-96HW, no que se refere ao tempo computacional, foram necessárias três horas e 20 minutos para a obtenção dos índices mostrados anteriormente, para o cenário normal.

### 4.3 SISTEMA PORTUGUÊS

#### 4.3.1 Descrição do Sistema

No ano de 2005 o sistema Português era composto por 1035 unidades, totalizando uma capacidade instalada de 12,59 GW, distribuída da seguinte forma: 4,38 GW (hidráulico); 5,43 GW (térmico); 0,98 GW (eólico); 0,34 GW (pequenas centrais hidrelétricas - PCH); e 1,46 GW (cogeração). O pico de carga anual atingiu 8,53 GW. Com base nesses números, pode-se deduzir que o montante de geração renovável no sistema equivalia a 56,87% da capacidade total instalada, sendo que as eólicas correspondiam a 7,78% da potência total instalada. Além disso, verifica-se que a capacidade de reserva

estática dessa configuração corresponde a 32,25% da capacidade total instalada.

Em 2005, havia 91 unidades hidráulicas com capacidade variando de 4,40 MW a 315 MW, distribuídas entre 35 usinas de geração. Nos estudos realizados foram representados 35 aproveitamentos hidrelétricos, e 16 séries históricas referentes às condições hidrológicas observadas entre os anos de 1990 a 2005 foram empregadas. Nesse período, o ano mais seco foi o de 1992, ao passo que o ano mais úmido foi o de 1996. A Figura 4.5 ilustra a variação da potência disponível de origem hidráulica para os anos mais seco e úmido, bem como a capacidade disponível média.

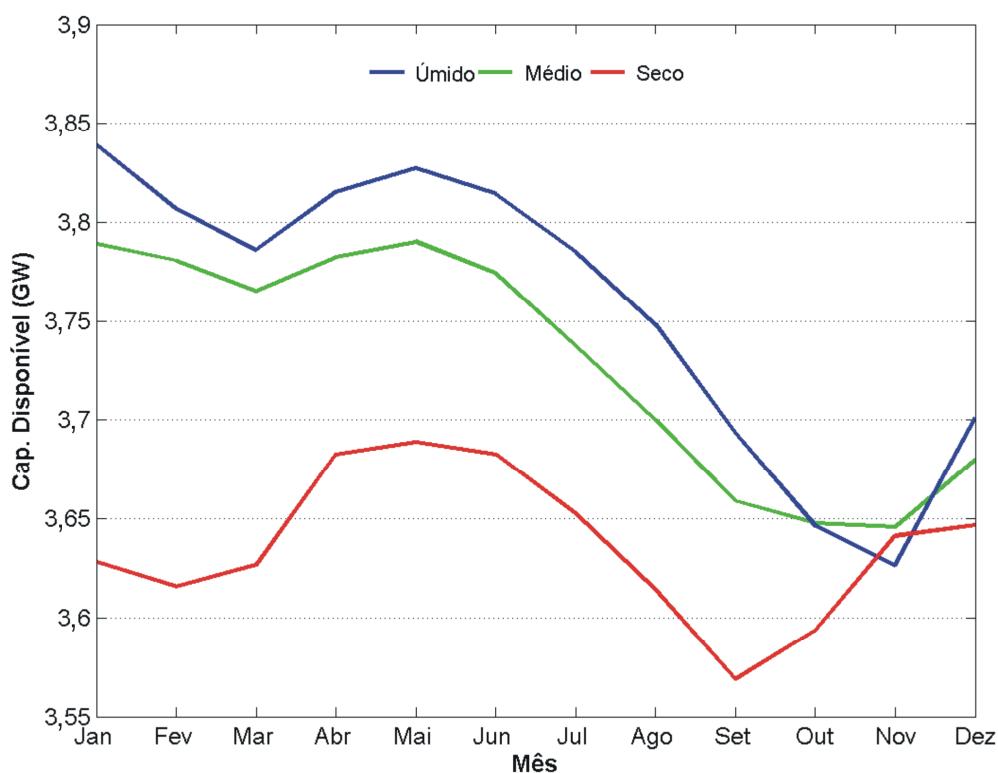


Figura 4.5: Flutuação da Capacidade Disponível Hidráulica – Sistema Português

No que se refere à geração térmica, em 2005 existiam 25 unidades térmicas distribuídas entre oito usinas termoeletricas com capacidade variando de 28 MW a 392 MW.

No que concerne a geração eólica, aproximadamente 655 unidades com capacidade de 1,5 MW encontravam-se instaladas em Portugal. Com relação às séries eólicas, foram consideradas sete regiões ou áreas com características meteorológicas distintas. Verificou-se que, em 2005, o pico da produção eólica ocorreu em sete de novembro, e a menor produção foi identificada em dezenove de fevereiro. A Figura 4.6 mostra a produção verificada nestes dois dias, bem como a produção média.

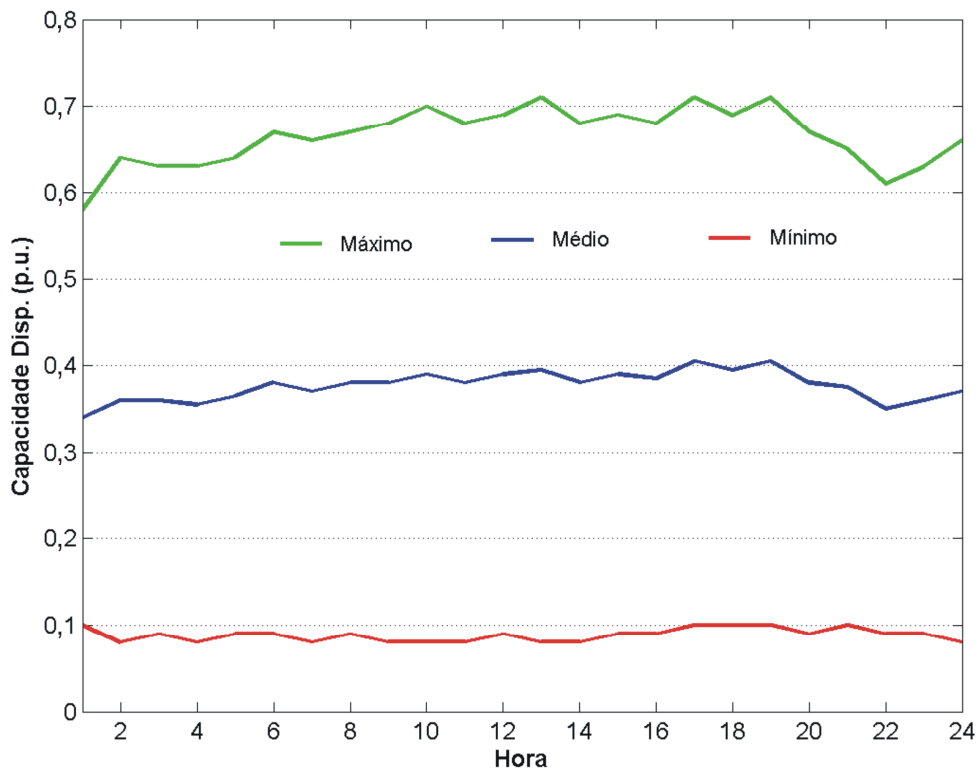


Figura 4.6: Flutuação da Geração Eólica – Sistema Português

Com relação às centrais de cogeração, em 2005 existiam 153 unidades instaladas. De modo semelhante às unidades eólicas, as unidades de cogeração com características semelhantes foram agrupadas em centrais, as quais foram representadas por um Modelo de Markov com múltiplos estados. Para representar a flutuação da potência produzida pelas unidades de cogeração, utilizou-se uma série com os valores em p.u. referentes à potência média horária observada em 2005. Foram considerados três tipos de fontes primárias de energia: biogás/biomassa, resíduos industriais e outros resíduos.

A Figura 4.7 ilustra o perfil de variação da cogeração para um dia típico de janeiro.

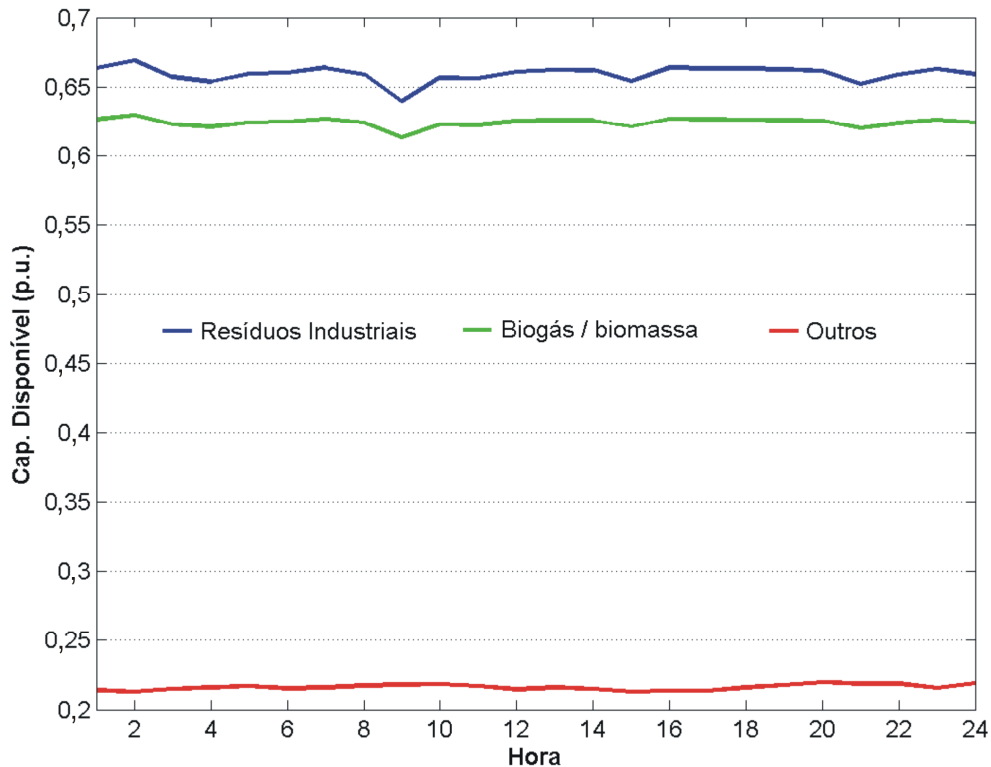


Figura 4.7: Flutuação da Capacidade Disponível de Cogeração – Sistema Português

Por fim, em 2005 havia 111 PCH's (unidades) em Portugal. Também para as PCH's foi utilizado um modelo de Markov com múltiplos estados. Para representar a flutuação da capacidade disponível das PCH's considerou-se um aproveitamento hidrelétrico equivalente, o qual traduz os efeitos das aflúncias e coordenação hidrotérmicas das grandes centrais. Deste modo, as séries hidrológicas para as PCH's foram obtidas como a média, para cada mês, das séries hidrológicas das usinas hidrelétricas. A Figura 4.8 apresenta a flutuação da capacidade disponível das PCH's, considerando os cenários úmido, médio e seco.

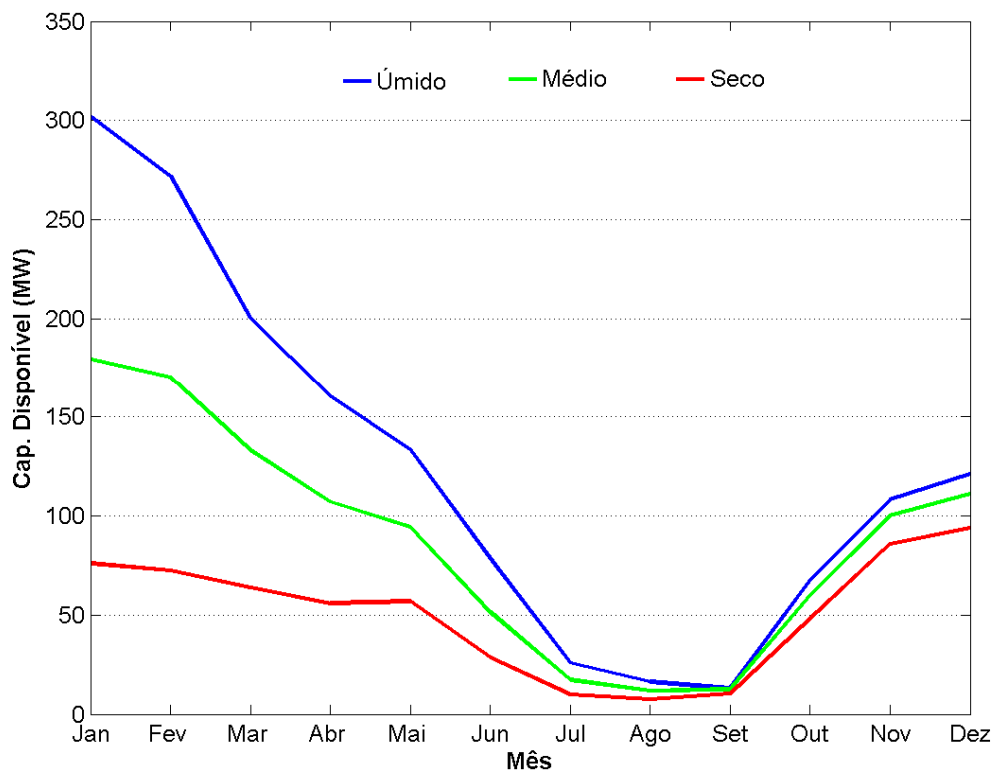


Figura 4.8: Flutuação da Capacidade Disponível das PCH's – Sistema Português

Além da flutuação da capacidade de potência disponível oriunda das fontes renováveis, no sistema português, verificou-se um montante considerável de potência escalada mensalmente para a manutenção preventiva. Como não havia uma descrição detalhada do plano de manutenção, com a indicação das unidades e dos instantes em que elas foram retiradas para manutenção e postas em operação novamente, optou-se por representar o efeito do programa de manutenção somando-se à carga uma potência média mensal equivalente à potência das unidades retiradas para manutenção. O mês de setembro apresentou a maior quantidade de potência escalada para manutenção, com 1229 MW. A Figura 4.9 ilustra a variação do montante de potência escalada para manutenção preventiva ao longo do ano de 2005 para o sistema português.

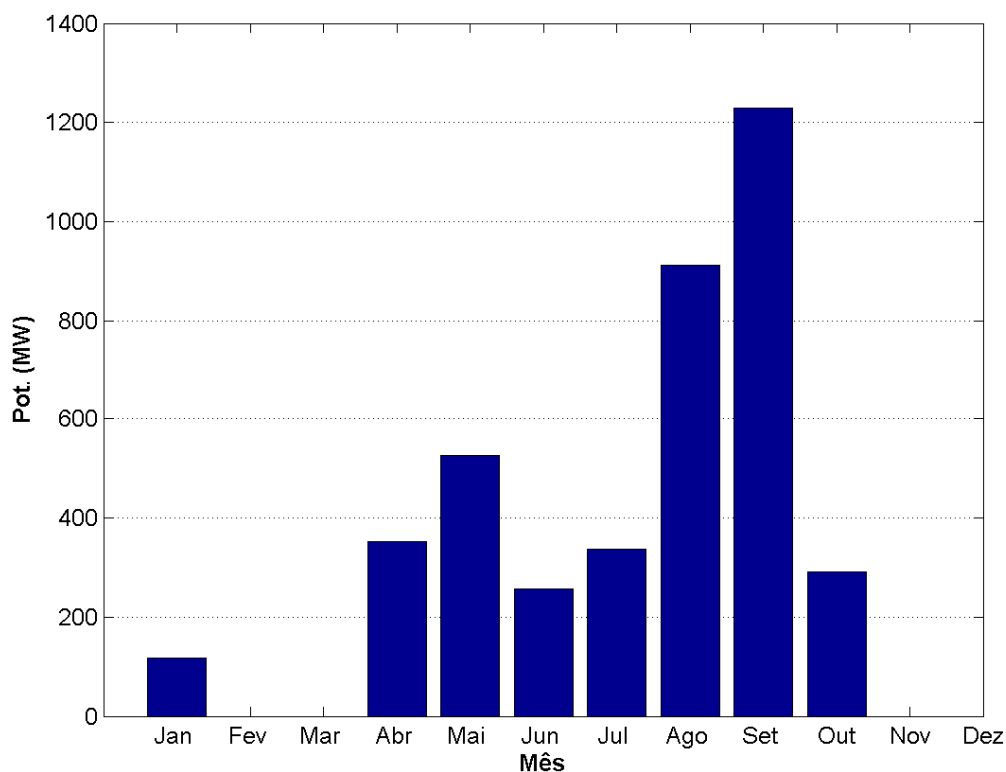


Figura 4.9: Escala de Manutenção para 2005 – Sistema Português

Com relação à configuração do sistema português prevista para o ano de 2025, estima-se que a carga pico atingirá 17,96 GW e que a capacidade instalada total aumentará para 27,39 GW. Em 2025, a capacidade instalada do sistema estará distribuída da seguinte forma: 6,58 GW (hidráulico); 10,05 GW (térmico); 5,46 GW (eólico); 1,10 GW (PCH) e 4,20 GW (cogeração). Ao todo, o sistema contará com 3727 unidades para atender a carga. O montante de energia renovável no sistema representará 63,31% da capacidade total instalada, sendo que a participação da geração eólica em 2025 corresponderá a cerca de 20% da potência total instalada no sistema. A Figura 4.10 compara a geração instalada em Portugal nos anos de 2005 e 2025.



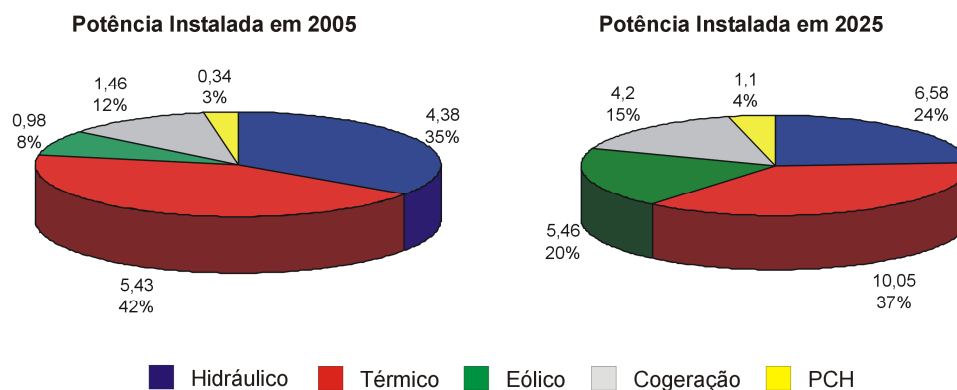


Figura 4.10: Evolução da Capacidade Instalada – Sistema Português

### 4.3.2 Resultados

Para o sistema português foram realizados diversos estudos envolvendo as configurações dos anos 2005 e 2025, para quatro cenários: base, úmido, seco e pior condição hidrológica combinada com a pior condição eólica e o aumento da potência escalada para manutenção. As características de cada cenário são descritas na Tabela 4.12.

Tabela 4.12: Descrição dos Cenários – Sistema Português

Cenário	Descrição
Base	Todas as séries hidrológicas e eólicas são consideradas
H <sup>+</sup>	Somente a série hidrológica do ano mais úmido é considerada e todas as séries eólicas são utilizadas.
H <sup>-</sup>	Semelhante ao cenário H <sup>+</sup> exceto pelo fato que agora se considera somente a série hidrológica do ano mais seco.
HWM	Considera-se que a pior série hidrológica (mais seca) ocorre simultaneamente com a redução de 50% na capacidade das eólicas e um aumento de 20% da potência escalada para manutenção.

As Tabelas 4.13 e 4.14 mostram, respectivamente, os índices de confiabilidade tradicional e preventiva associados à reserva estática obtidos para as configurações de 2005 e 2025 do sistema de geração português. Para o ano de 2005 o sistema era muito robusto e os índices de confiabilidade tradicional ficaram muito pequenos de modo que podem ser considerados desprezíveis.

Com relação à confiabilidade preventiva, para o ano de 2005 também os índices ficaram muito próximos a zero de modo que podem ser considerados desprezíveis, com exceção da probabilidade de ocorrência dos estados saudáveis, a qual ficou muito próxima de 100%.

Para a configuração do sistema português prevista para o ano de 2025, considerando-se o cenário mais crítico (HWM), verifica-se que o sistema irá operar em média 8,383 horas por ano com déficit de geração, apresentando uma perda média de energia de 2678 MWh por ano. Em média, o sistema ingressará na região de falha 4,73 vezes por ano e permanecerá na falha por cerca de 1 hora e 46 minutos ( $LOLE_{STATIC-HWM} = 1,771$  hora). Tendo em mente que esse cenário expressa uma condição muito severa, conclui-se que a capacidade de reserva estática da configuração do sistema português para o ano de 2025 está bem dimensionada.

Com relação aos índices de confiabilidade preventiva para o ano de 2025, eles comprovam que, de fato, a quantidade de reserva estática do sistema é adequada. Sob a hipótese de ocorrerem as condições do cenário mais crítico (HWM), o sistema residirá, em média, 21,02 horas por ano em estados marginais ( $0,0024 \times 8760$ ). Os estados marginais ocorrerão 15,31 vezes por ano e durarão um pouco mais de uma hora ( $Dur\{M\}_{STATIC-HWM} = 1,375$  hora)

Tabela 4.13: Índices de Confiabilidade Tradicional – Reserva Estática – Sistema Português

Cenário	LOLE (h/ano)	EENS (MWh/ano)	LOLF (oc./ano)	LOLD (horas)
<b>2005</b>				
Base	Desprezível			
H+				
H-				
HWM				
<b>2025</b>				
Base	1,470 (4,04%)	501,3 (4,87%)	0,8007 (3,97%)	1,837 (4,80%)
H+	0,4720 (3,67%)	102,5 (4,95%)	0,3121 (3,51%)	1,513 (3,86%)
H-	2,192 (4,29%)	775,2 (4,79%)	1,194 (4,20%)	1,836 (5,19%)
HWM	8,383 (3,38%)	2678,0 (4,62%)	4,733 (2,60%)	1,771 (3,50%)

Tabela 4.14: Índices de Confiabilidade Preventiva – Reserva Estática – Sistema Português

Cenário	Prob{S}	Prob{M}	Freq{S} (oc./ano)	Freq{M} (oc./ano)	Dur{S} (h)	Dur{M}(h)
<b>2005</b>						
Base	1,0 (4,47%)	Desprezível				
H <sup>+</sup>	1,0 (3,16%)					
H <sup>-</sup>	1,0 (4,47%)					
HWM	1,0 (1,80%)					
<b>2025</b>						
Base	0,9994 (4,47%)	0,0004 (3,77%)	2,828 (4,78%)	2,752 (4,89%)	3096,0 (6,54%)	1,258 (5,15%)
H <sup>+</sup>	0,9997 (3,78%)	0,0002 (2,57%)	1,463 (4,70%)	1,449 (4,84%)	5987,0 (6,03%)	1,284 (3,82%)
H <sup>-</sup>	0,9992 (5,00%)	0,0006 (4,49%)	4,088 (4,55%)	3,973 (4,68%)	2141,0 (6,76%)	1,280 (5,67%)
HWM	0,9966 (5,00%)	0,0024 (4,88%)	14,04 (1,26%)	15,31 (1,42%)	621,7 (5,16%)	1,375 (4,85%)

As Tabelas 4.15 e 4.16 mostram, respectivamente, os índices de confiabilidade tradicional e preventiva associados à reserva girante, obtidos para o sistema de geração português para os anos de 2005 e 2025. Em 2005 o sistema português operava com um nível mínimo especificado de reserva sincronizada de 213 MW (53 MW para a reserva de regulação e 160 MW para a reserva girante). No que diz respeito à ordem de despacho das unidades, no Apêndice B, as Figuras B.1 a B.3 exemplificam algumas das estratégias de despacho utilizadas para esse sistema. Para a configuração de 2025 mantiveram-se as mesmas estratégias de despachos e o nível de reserva sincronizada permaneceu em 213 MW.

Embora seja reconhecida a necessidade de um nível maior de reserva para a configuração de 2025, devido ao aumento de carga, a quantidade de reserva girante não foi alterada com o intuito de avaliar se o aumento da potência disponível não-sincronizada nas Classes 1, 2 e 3, devido à instalação de novas unidades com tempos de partida inferiores a uma hora no ano de 2025 compensaria o nível menor de reserva girante. A Figura 4.11 mostra a

distribuição da potência instalada entre as quatro classes de geração definidas no Capítulo 3 para as configurações dos anos de 2005 e 2025 do sistema português.

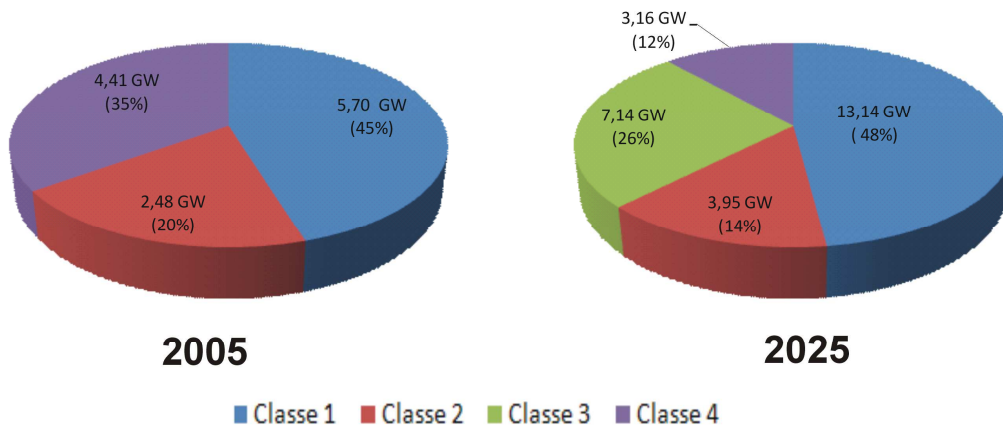


Figura 4.11: Potência Instalada no Sistema Português por Classe de Geração.

Com relação ao nível efetivo de reserva sincronizada verificado nas simulações realizadas para a configuração do ano 2005, tomando-se o caso base como exemplo, a reserva sincronizada variou de 248,6 MW (na hora de ponta) a 285,8 MW (fora de ponta). É interessante observar que a configuração de 2005 do sistema português apresentou um nível efetivo de reserva sincronizada bem próximo do valor especificado. Isto ocorreu devido à grande quantidade de unidades geradoras pertencentes à Classe 1, conforme se pode verificar na Figura 4.11.

Observando-se a Tabela 4.15, nota-se que, para a pior condição, o sistema português no ano de 2005 apresentava um índice LOLE associado à reserva girante de 24,83 horas por ano. Em média, 2425 MWh eram perdidos por ano devido à falta de geração sincronizada e ocorriam cerca de 50 interrupções por ano com duração média de 29 minutos ( $LOLD_{SPIN-HWM} = 0,4869$  hora).

Para a configuração prevista para o ano de 2025, verificou-se que o nível efetivo de reserva sincronizada variou entre 226,2 MW (hora de ponta) a 226,7

(fora de ponta) para o caso base. Novamente, observa-se que o nível de reserva girante ficou bem próximo do valor especificado.

Nota-se que em 2025, sob a hipótese de ocorrerem as condições mais severas de operação (cenário HWM), o sistema residirá, em média, 43,49 horas por ano em estados nos quais a geração sincronizada será insuficiente para suprir a carga. Em média, 9605 MWh por ano deixarão de ser supridos, sendo que essas interrupções ocorrerão aproximadamente 102,5 vezes por ano e durarão em média 25 minutos ( $LOLD_{SPIN-HWM} = 0,4244$  hora).

Tabela 4.15: Índices de Confiabilidade Tradicional – Reserva Girante – Sistema Português

Cenário	LOLE (h/ano)	EENS (MWh/ano)	LOLF (oc./ano)	LOLD (horas)
<b>2005</b>				
<b>Base</b>	21,75 (0,86%)	2075,0 (1,24%)	44,61 (4,48%)	0,4876 (4,35%)
<b>H<sup>+</sup></b>	17,85 (0,69%)	1739,0 (1,01%)	36,52 (3,54%)	0,4888 (3,40%)
<b>H<sup>-</sup></b>	24,13 (0,74%)	2285,0 (1,17%)	49,62 (4,48%)	0,4862 (4,34%)
<b>HWM</b>	24,83 (0,72%)	2425,0 (1,16%)	50,99 (4,48%)	0,4869 (4,35%)
<b>2025</b>				
<b>Base</b>	38,90 (0,60%)	8141,0 (0,83%)	83,72 (3,54%)	0,4646 (3,50%)
<b>H<sup>+</sup></b>	32,55 (0,44%)	6661,0 (0,61%)	70,72 (2,89%)	0,4602 (2,83%)
<b>H<sup>-</sup></b>	31,59 (0,79%)	6397,0 (1,16%)	95,44 (4,09%)	0,3310 (4,03%)
<b>HWM</b>	43,49 (0,85%)	9605,0 (1,37%)	102,5 (4,48%)	0,4244 (4,45%)

É interessante observar que em 2025 os índices obtidos para o cenário seco (H<sup>-</sup>) ficaram levemente melhores que aqueles obtidos para o cenário úmido (H<sup>+</sup>). Percebe-se, por exemplo, que os déficits de geração sincronizada ocorrem com mais frequência ( $LOLF_{SPIN-H^-} = 95,44$  oc./ano), porém o restabelecimento do sistema é mais rápido. Isto aconteceu porque no cenário seco uma quantidade maior de unidades hidráulicas foi deslocada para o fim da lista de ordem de mérito, conforme se pode observar na Figura 4.12, a qual compara as estratégias de despacho utilizadas para o cenário seco e úmido, respectivamente. Nessa figura, para cada mês, são mostrados os blocos de potência por tecnologia (i.e., PCH, eólica, cogeração, etc.), na ordem que as unidades são despachadas. Para cada mês, à esquerda, são representados os

despachos para o cenário seco, ao passo que à direita encontram-se os despachos associados ao cenário úmido. A linha em preto representa a carga mensal média.

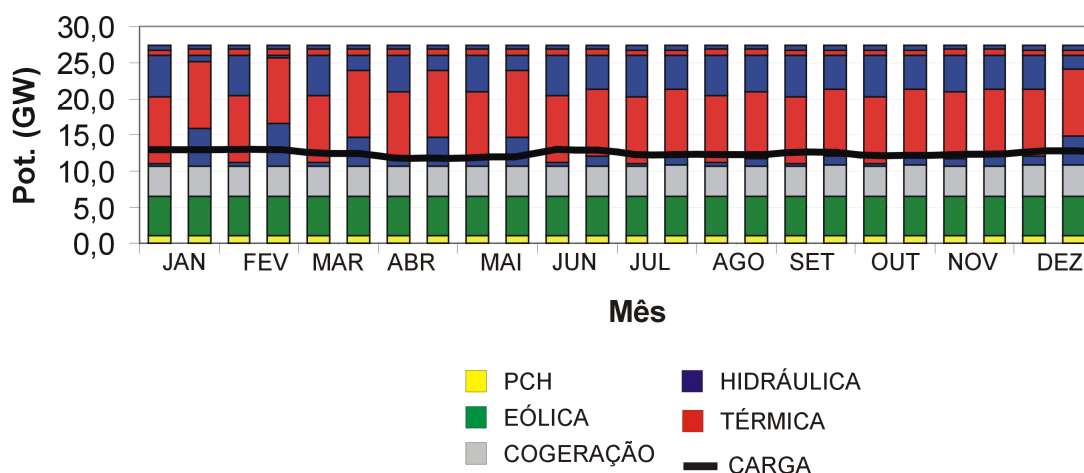


Figura 4.12: Estratégias de Despacho – Sistema Português 2025

Com relação aos índices de confiabilidade preventiva associados à reserva girante para a configuração do sistema português no ano de 2005, os resultados apresentados na Tabela 4.16 demonstram que o nível de reserva sincronizada utilizado para esse sistema não era suficiente. Mesmo para o cenário  $H^+$ , o qual caracteriza as condições menos severas, o sistema residia em média 7156 horas em estados marginais ( $0,8169 \times 8760 = 7156$ ). Em média, o sistema ingressava 574,1 vezes por ano na região marginal e, uma vez nesta região, permanecia por 12,47 horas. Esses resultados caracterizam um sistema em regime de operação bastante estressante, visto que o operador fica a maior parte do tempo em alerta.

Com relação ao desempenho do sistema português para o ano de 2025, em termos de confiabilidade preventiva, observa-se que o nível de reserva sincronizada ainda continua impróprio para o sistema. Novamente, mesmo sob a hipótese de ocorrerem as condições descritas para cenário úmido ( $H^+$ ), o sistema residiria, em média, 7941 horas em estados marginais. Em média, ocorreriam 497,5 ingressos por ano do sistema na região marginal, e uma vez nessa região, o sistema permaneceria por 15,96 horas.

Tabela 4.16: Índices de Confiabilidade Preventiva – Reserva Girante – Sistema Português

Cenário	Prob{S}	Prob{M}	Freq{S} (oc./ano)	Fre{M} (oc./ano)	Dur{S} (h)	Dur{M} (h)
<b>2005</b>						
<b>Base</b>	0,1223 (1,15%)	0,8752 (0,16%)	452,1 (4,47%)	494,3 (0,66%)	2,370 (4,61%)	15,51 (0,67%)
<b>H<sup>+</sup></b>	0,1811 (0,55%)	0,8169 (0,12%)	539,8 (4,47%)	574,1 (0,47%)	2,939 (4,50%)	12,47 (0,48%)
<b>H<sup>-</sup></b>	0,0996 (0,80%)	0,8976 (0,09%)	391,9 (5,00%)	438,9 (0,55%)	2,227 (5,05%)	17,92 (0,55%)
<b>HWM</b>	0,0971 (0,76%)	0,9001 (0,08%)	382,4 (5,00%)	431,0 (0,53%)	2,224 (5,05%)	18,29 (0,53%)
<b>2025</b>						
<b>Base</b>	0,0384 (2,80%)	0,9573 (0,11%)	201,3 (4,99%)	283,1 (1,75%)	1,669 (5,71%)	29,62 (1,76%)
<b>H<sup>+</sup></b>	0,0897 (0,43%)	0,9066 (0,04%)	428,9 (4,47%)	497,5 (0,45%)	1,832 (4,48%)	15,96 (0,45%)
<b>H<sup>-</sup></b>	0,0115 (3,82%)	0,9850 (0,04%)	88,35 (4,98%)	183,3 (1,66%)	1,135 (6,23%)	47,08 (1,66%)
<b>HWM</b>	0,0102 (5,00%)	0,9849 (0,05%)	81,75 (4,98%)	183,3 (1,92%)	1,091 (7,05%)	47,07 (1,92%)

No que diz respeito ao desempenho da reserva não-girante do sistema português para o ano de 2005 e 2025, apresentado pelas Tabelas 4.17 e 4.18, nota-se que a maior parte da potência disponível é composta por unidades geradoras pertencentes à Classe 1. É interessante observar que, embora no cenário úmido (H<sup>+</sup>) a potência média disponível total da Classe 1 tenha aumentado, houve uma diminuição da potência média disponível não-sincronizada dessa classe. Isto ocorreu porque no cenário H<sup>+</sup> uma maior quantidade de potência hidráulica foi utilizada para suprir a carga. No Apêndice B, na Figura B.3 confirma-se o fato mencionado anteriormente. Nessa figura é mostrado de forma gráfica o despacho mensal utilizado no sistema português para o ano mais úmido.

Nota-se que o sistema português possui uma boa quantidade de reserva não-girante composta por máquinas pertencentes às Classes 1, 2 e 3. Portanto, para melhorar o desempenho do sistema, em termos de índices de confiabilidade associados à reserva girante, seria necessário somente elevar a quantidade mínima de reserva sincronizada. A título de ilustração, se na

configuração prevista para 2025 o montante mínimo de reserva for elevado para 400 MW o índice  $LOLE_{SPIN-Base}$  passa de 38,90 horas por ano para 16,56 horas por ano.

Com relação ao desempenho computacional, para o cenário base, os seguintes tempos de processamento foram observados: três horas e 58 minutos para a configuração de 2005 e oito horas e 16 minutos para a configuração prevista para o ano de 2025.

Tabela 4.17: Índices de Desempenho para a Reserva Não-Girante – Sistema Português - 2005

Classe de Geração	ETP (MW)	EP <sub>NS</sub> (MW)	EH <sub>NS</sub> (h/ano)	EF <sub>NS</sub> (oc./ano)	EPR <sub>NS</sub> (MW)	EFR <sub>NS</sub> (oc./ano)
<b>Base</b>						
1	3930,0	2072,0	0,0229	0,0280	150,1	7,894
2	2438,0	1050,0	302,7	70,78	0,0	0,0
3	0,0	0,0	8760,0	1,0	0,0	0,0
4	3688,0	857,6	0,0187	0,0060	0,0	0,0
<b>H+</b>						
1	4039,0	1685,0	0,0723	0,0813	166,3	6,504
2	2438,0	1267,0	61,85	13,84	0,0	0,0
3	0,0	0,0	8760,0	1,0	0,0	0,0
4	3689,0	1121,0	0,0069	0,0025	0,0	0,0
<b>H-</b>						
1	3857,0	2443,0	0,0	0,0	151,3	8,720
2	2438,0	778,8	1039,0	145,4	0,0	0,0
3	0,0	0,0	8760,0	1,0	0,0	0,0
4	3688,0	687,1	0,0267	0,0040	0,0	0,0
<b>HWM</b>						
1	3763,0	2377,0	0,0014	0,0020	150,0	8,922
2	2438,0	727,6	1182,0	164,9	0,0	0,0
3	0,0	0,0	8760,0	1,0	0,0	0,0
4	3688,0	644,6	0,0187	0,0040	0,0	0,0



Tabela 4.18: Índices de Desempenho para a Reserva Não-Girante – Sistema Português - 2025

Classe de Geração	ETP (MW)	EP <sub>NS</sub> (MW)	EH <sub>NS</sub> (h/ano)	EF <sub>NS</sub> (oc./ano)	EPR <sub>NS</sub> (MW)	EFR <sub>NS</sub> (oc./ano)
<b>Base</b>						
1	7147,0	3031,0	2,927	1,919	239,3	26,07
2	3325,0	1354,0	12,90	7,255	468,5	0,0225
3	7014,0	2005,0	1201,0	215,8	0,0	0,0
4	1601,0	51,49	6835,0	718,7	0,0	0,0
<b>H<sup>+</sup></b>						
1	7389,0	2406,0	1,274	1,058	283,7	21,99
2	3325,0	1486,0	8,31	5,37	515,2	0,0783
3	7014,0	2772,0	265,4	74,45	0,0	0,0
4	1601,0	0,3587	7306,0	665,0	0,0	0,0
<b>H<sup>-</sup></b>						
1	6995,0	2880,0	5,722	3,753	293,4	53,83
2	3325,0	1348,0	20,02	9,100	476,5	0,0167
3	7014,0	1220,0	1961,0	214,6	0,0	0,0
4	1601,0	847,9	2399,0	405,3	0,0	0,0
<b>HWM</b>						
1	6297,0	2432,0	20,21	12,15	252,3	49,89
2	3325,0	1246,0	57,64	22,90	392,0	0,0520
3	7014,0	1031,0	2394,0	272,1	0,0	0,0
4	1601,0	714,9	2878,0	471,1	0,0	0,0

#### 4.4 TESTES COMPARATIVOS ENTRE A METODOLOGIA PROPOSTA E O MODELO ALTERNATIVO

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos com o modelo alternativo aplicado à configuração RTS-96H e a configuração do ano 2025 do sistema português. Os casos analisados permitem verificar os pontos comuns e as divergências entre os dois modelos de avaliação dos requisitos de reserva operativa de sistemas de geração.

A Tabela 4.19 apresenta os índices de confiabilidade tradicional associados à reserva girante obtidos para o sistema RTS-96H, utilizando o modelo alternativo. Os índices mostrados a seguir foram obtidos considerando um nível

mínimo de reserva sincronizada de 400 MW e a mesma ordem de mérito empregada anteriormente, i.e., as unidades foram ordenadas seguindo-se o custo médio de produção, exceto para quatro unidades hidráulicas que foram deslocadas para o fim da lista de ordem de mérito. Adicionalmente, as condições descritas no cenário normal foram consideradas para essa simulação.

Nota-se que ao utilizar o modelo alternativo, o índice LOLE associado à reserva girante para o cenário normal ( $LOLE_{SPIN-N}$ ) cai de 5,507 horas por ano para 1,474 hora por ano. Essa melhora significativa de desempenho era esperada. Isso porque o sistema RTS-96H possui uma grande quantidade de máquinas pertencentes à Classe 4 (i.e. máquinas cujos tempos de partida são superiores a uma hora). Dos 9379 MW disponíveis, aproximadamente 68% são de máquinas pertencentes à Classe 4. Logo, ao utilizar a simplificação do modelo alternativo, a qual implica em considerar que todas as máquinas do sistema podem ser sincronizadas imediatamente, equivale no modelo proposto a aumentar a quantidade de máquinas pertencentes à Classe 3, tornando o sistema mais hábil para se recompor das falhas.

Para obter os resultados para reserva girante do Sistema RTS-96H utilizando a metodologia proposta foram feitas as seguintes alterações na representação das unidades: (i) as unidades pertencentes às Classes 1, 2 e 3 (i.e unidades com tempos de partida menores ou iguais a uma hora) foram consideradas como tendo o tempo de partida de uma hora; (ii) para as unidades pertencentes à Classe 4 considerou-se um tempo de partida de 65 minutos.

É interessante notar, que o modelo alternativo induz ao pensamento de que o sistema possui uma quantidade suficiente de reserva operativa (potência sincronizada mais as máquinas que podem ser sincronizadas em menos de uma hora). Observando-se o índice LOLE associado à reserva operativa ( $LOLE_{OPER-N} = 0,5756$  hora por ano), verifica-se que esse índice é muito próximo do valor obtido para a LOLE associada à reserva estática. Porém, como visto anteriormente, a configuração RTS-96H apresenta pouca reserva

de potência não-girante nas Classes 1, 2 e 3. Além disso, o sistema apresenta uma  $LOLE_{SPIN-N}$  de 5,507 horas por ano (ver Tabela 4.4), a qual é 3,7 vezes maior que o índice LOLE obtido com o modelo alternativo ( $LOLE_{SPIN-N} = 1,474$  hora por ano).

Tabela 4.19: Índices de Confiabilidade Tradicional para a Reserva Operativa – Sistema RTS-96H – Modelo Alternativo versus Modelo Proposto

LOLE (h/ano)	EENS (MWh/ano)	LOLF (oc./ano)	LOLD (h)
<b>Reserva Girante – Modelo alternativo</b>			
1,474 ( 2,69%)	218,4 ( 4,98%)	2,161 ( 1,10%)	0,6820 ( 2,33%)
<b>Reserva Operativa – Modelo Alternativo</b>			
0,5756 ( 3,19%)	109,1 ( 4,98%)	0,2323 ( 2.29%)	2,478 ( 3,70%)
<b>Reserva Girante – Modelo Proposto (aproximação)</b>			
1,691 ( 1,75%)	154,0 ( 4,98%)	2,629 (1,07%)	0,6433 (1,69%)

Como a maioria das máquinas do sistema RTS-96H pertence à Classe 4, com tempos de partida da ordem de algumas unidades até dezenas de horas, o modelo alternativo demonstra ser muito otimista. Esse modelo considera que todas as unidades podem ser sincronizadas imediatamente, exceto quando da ocorrência de uma falha na geração sincronizada, quando se espera uma hora para que uma nova unidade possa entrar em operação. Portanto, percebe-se que o modelo alternativo deve ser evitado para analisar sistemas em que a maior parte das unidades geradoras possua tempos de partida muito maiores que uma hora, como é o caso do sistema RTS-96H.

Na Tabela 4.20 são mostrados os índices obtidos para a configuração 2025 do sistema português empregando o modelo alternativo bem como aqueles obtidos com a metodologia proposta, fazendo-se as simplificações necessárias. Os índices apresentados na Tabela 4.20 foram obtidos adotando o cenário base e as mesmas considerações feitas anteriormente para o sistema português, i.e., um nível mínimo de 213 MW e as mesmas ordens de mérito.

Note também que para o sistema português, os índices obtidos com o modelo alternativo e aqueles obtidos com a metodologia proposta aplicando as simplificações na representação das unidades geradoras ficam bem mais próximos daqueles índices que foram obtidos anteriormente (ver Tabela 4.15). Por exemplo, o índice  $LOLE_{SPIN-Base}$  obtido com a metodologia proposta sem aproximação foi de 38,90 horas por ano. Empregando-se o modelo alternativo obteve-se um  $LOLE_{SPIN-Base} = 41,43$  horas por ano. Isto demonstra que o modelo alternativo é mais adequado para ser empregado em sistema com uma elevada quantidade de geração capaz de ser sincronizada em até uma hora, como é o caso do sistema português.

Também para a configuração do ano 2025 do sistema português os índices associados à reserva operativa ficaram bem próximos daqueles obtidos para a reserva estática. Entretanto, para o caso português, os índices são mais condizentes com a realidade, uma vez que esse sistema possui muita reserva não-girante pertencente à Classe 1.

Tabela 4.20: Índices de Confiabilidade Tradicional para a Reserva Operativa – Sistema Português – Modelo Alternativo versus Modelo Proposto

LOLE (h/ano)	EENS (MWh/ano)	LOLF (oc./ano)	LOLD (h)
<b>Reserva Girante – Modelo alternativo</b>			
41,43 (3,06%)	4093,0 (3,50%)	62,08 (2,71%)	0,6673 (2,68%)
<b>Reserva Operativa – Modelo Alternativo</b>			
1,485 (3,19%)	511,3 (5,00%)	0,7046 (2,89%)	2,108 (2,69%)
<b>Reserva Girante – Modelo Proposto (aproximação)</b>			
39,37 (0,87%)	5280,0 (1,18%)	74,50 (5,00%)	0,5285 (4,96%)

Por fim, no que tange o esforço computacional das duas metodologias, avaliou-se o tempo necessário para ambas simularem um ano de operação do sistema RTS-96H e um ano de operação da configuração prevista para o ano de 2025 do sistema português.

Para o sistema RTS-96H, o modelo alternativo foi sete vezes mais veloz que a metodologia proposta. Sendo que o primeiro levou 0,32 segundo para simular

um ano, ao passo que o segundo gastou 2,24 segundos.

Para a configuração do sistema português prevista para o ano de 2025, o modelo alternativo foi cerca de 70 vezes mais veloz que a metodologia proposta. Neste caso, o modelo alternativo levou 0,5 segundo para simular um ano, ao passo que a metodologia proposta gastou 37,2 segundos. Isso demonstra que paga-se um preço muito elevado para ter uma melhor representação do processo de operação do sistema.

Na configuração de 2025 do sistema português encontram-se cerca de 3700 unidades, contra 96 unidades do sistema RTS-96H. Logo, no primeiro, um número muito maior de combinações foi avaliado durante o processo de programação da geração. Isso foi o fator preponderante para que a relação do tempo de processamento entre as duas metodologias se tornasse muito maior para a configuração do sistema português prevista para o ano de 2025.

#### **4.5 CONCLUSÕES**

O presente capítulo demonstrou a aplicação da metodologia desenvolvida por meio de estudos de casos envolvendo configurações do sistema teste IEEE RTS-96 e configurações do sistema português. O primeiro sistema foi utilizado com o objetivo didático, por ser tratar de um sistema de pequeno porte. O último demonstrou a aplicação da metodologia a um sistema real de médio porte.

O sistema original IEEE RTS-96 sofreu duas alterações para possibilitar a realização das análises pretendidas neste trabalho. Primeiramente, cinco séries hidrológicas foram incluídas para representar a flutuação da capacidade disponível de potência de origem hidráulica. Posteriormente, para demonstrar o efeito da inserção de energia eólica, uma unidade térmica a carvão de 350 MW foi substituída por 1526 MW eólicos. Adicionalmente, três séries históricas de produção média horária eólica foram incluídas para simular o efeito da volatilidade dessas fontes.

Os casos analisados demonstraram como os índices de confiabilidade tradicional e os de confiabilidade preventiva ou análise de bem-estar, até então, utilizados somente nas análises de requisitos de reserva estática podem também ser empregados para avaliar o desempenho dos sistemas de geração, em termos da reserva de potência girante. Adicionalmente, novos indicadores, os quais tomam por base a potência média disponível e não-sincronizada foram utilizados para qualificar a reserva de potência não-girante dos sistemas de geração.

Para as configurações do sistema IEEE RTS-96 pôde-se perceber que, embora o sistema tenha uma quantidade adequada de capacidade de geração estática, o sistema pode, eventualmente, apresentar problemas na reserva operativa pelo fato de as unidades geradoras serem muito lentas para atingir o ponto de operação ideal para suprir carga. Por outro lado, o sistema português possui a maior parte das unidades geradoras com tempos de partida compreendidos entre 10 minutos e uma hora, propiciando ao sistema mais habilidade para se recompor após as falhas e, conseqüentemente, apresentar um melhor desempenho em termos de índices de confiabilidade associados à reserva girante.

Com relação ao emprego do modelo alternativo para avaliar os requisitos de reserva girante de sistemas de geração, foi demonstrado, por meio de análises comparativas entre esse modelo e a metodologia proposta nesta tese, que o primeiro é mais propício para os casos em que o sistema de geração apresenta uma grande quantidade de unidades geradoras com tempos de partida menores ou iguais a uma hora. Pôde-se observar que os resultados obtidos para a configuração prevista para o ano de 2025 do sistema português, utilizando o modelo alternativo ficaram bem próximos daqueles obtidos com a metodologia proposta sem a aplicação das simplificações. No caso do sistema RTS-96H, os índices obtidos pelo modelo alternativo e aqueles obtidos com a metodologia proposta ficaram bem distantes, devido às características do sistema não serem propícias para a aplicação das simplificações adotadas no modelo alternativo.

Com relação ao esforço computacional, foi possível perceber que paga-se um preço muito alto para se ter uma representação mais detalhada da operação do sistema. Além disso, o esforço será tão maior quanto maior for a dimensão do sistema. Isto porque um número maior de combinações de unidades deverá ser analisado durante o processo de programação da geração para decidir quais unidades permanecerão ligadas e quais poderão ser desligadas.

No capítulo seguinte, algumas configurações do sistema IEEE RTS-96 são utilizadas para demonstrar como a metodologia pode ser utilizada para subsidiar o estabelecimento de padrões de confiabilidade de sistemas de geração, bem como a definição de critérios para o planejamento. Adicionalmente, são apresentados os modelos para representar as incertezas na carga, bem como aquelas presentes nos valores previstos para a produção eólica. Também se demonstra como a ferramenta desenvolvida pode ser utilizada para auxiliar na elaboração de um cronograma de manutenção preventiva das unidades geradoras.

# **CAPÍTULO 5**

## **ASPECTOS COMPLEMENTARES**

### **5.1 INTRODUÇÃO**

A operação bem sucedida dos sistemas elétricos de potência depende fundamentalmente da disponibilidade de reserva de potência que os mesmos possuem. Isso porque toda a operação se baseia em previsões realizadas com algumas horas de antecedência, quando se faz as devidas programações de entrada em operação dos elementos do sistema. Como todas as previsões são passíveis de conterem erros, o sistema deve sempre operar com uma margem de reserva de modo que esses erros sejam superados e o fornecimento de energia seja realizado sem interrupções.

No processo de planejamento da operação, de um modo geral, a programação da geração é realizada partindo do pressuposto que no instante da operação todos os equipamentos estarão disponíveis, com exceção daqueles selecionados para a manutenção programada. Entretanto, eventos inesperados, tais como falhas dos equipamentos, mudanças abruptas da carga, etc. podem ocorrer. Mesmo na ocorrência dessas perturbações, o sistema ainda deve manter o suprimento de energia. Portanto, na fase de planejamento devem ser levadas em consideração todas as possíveis perturbações, e a qual delas o sistema deve estar apto a resistir, sem, entretanto, onerar demasiadamente a operação em termos de custos.

Neste trabalho mostra-se como o método de simulação Monte Carlo sequencial, pode ser empregado para avaliar os requisitos de reserva de sistemas de geração, levando em consideração os mais diversos aspectos que influenciam a confiabilidade do sistema (e.g. falhas dos equipamentos,



flutuações da carga, indisponibilidade dos recursos energéticos, tempos de partida dos geradores, etc.). A metodologia desenvolvida visa subsidiar o planejamento da expansão e operação dos sistemas de potência, por meio de uma análise exaustiva de todos os prováveis estados operacionais a serem experimentados na operação futura do sistema. Tendo em mente que quanto mais informações forem obtidas sobre o sistema, melhores serão as chances de uma operação bem sucedida, as subseções seguintes apresentam alguns aspectos complementares considerados no planejamento da reserva.

## **5.2 DEFINIÇÃO DE PADRÕES E CRITÉRIOS PARA O PLANEJAMENTO**

Os resultados apresentados no Capítulo 4 demonstraram que os índices de confiabilidade, normalmente calculados na análise convencional dos requisitos de reserva de potência estática, e também aqueles da análise de confiabilidade preventiva, podem ser utilizados para avaliar o desempenho da reserva de potência sincronizada dos sistemas de geração. O conceito básico envolvido nessa nova proposta de análise é mensurar o desempenho dos sistemas de geração considerando a capacidade de geração sincronizada. Também, a capacidade de reserva não-girante pode ser avaliada por meio de índices adicionais que possibilitam aos planejadores tomar decisões adequadas de investimentos na expansão do sistema.

Para exemplificar como a metodologia pode ser utilizada no planejamento integrado das reservas estática e operativa, será assumido que os resultados obtidos com a configuração RTS-96H são aceitáveis e servirão como valores de referência para a tomada de decisões sobre as possíveis alterações a serem efetuadas no sistema após a substituição da unidade térmica a carvão pelas unidades eólicas (sistema RTS-96HW).

Primeiramente, serão definidos os critérios para o planejamento. A Tabela 5.1 apresenta os critérios que serão utilizados para decidir se a configuração RTS-96HW é aceitável ou não, do ponto de vista da confiabilidade. Os critérios serão estabelecidos com base no valor médio do índice LOLE e também

utilizando a distribuição de probabilidade desse índice. No caso do critério baseado na distribuição de probabilidade do índice LOLE é necessário simular apenas o cenário normal, o qual inclui todas as séries hidrológicas e eólicas (favoráveis, médias e críticas), associadas às suas devidas probabilidades de ocorrência.

Tabela 5.1: Critérios para o Planejamento

<b>Critérios baseados no valor médio</b>	
<b>Reserva Estática</b>	
<b>Cenário Normal</b>	<b>Cenário Crítico</b>
$LOLE_{STATIC-N} \leq 1$ hora/ano	$LOLE_{STATIC-C} \leq 2$ horas/ano
<b>Reserva Girante</b>	
$LOLE_{SPIN-N} \leq 10$ horas/ano	$LOLE_{SPIN-C} \leq 20$ horas/ano
<b>Critérios baseados na distribuição de probabilidade</b>	
<b>Reserva Estática</b>	<b>Reserva Girante</b>
Risco $\{LOLE_{STATIC} > 2$ horas/ano $\} < 10\%$	Risco $\{LOLE_{SPIN} > 20$ horas/ano $\} < 10\%$

De acordo com os critérios definidos, com base no valor médio, mostrados anteriormente, verifica-se que o sistema RTS-96H está dentro do padrão de confiabilidade estabelecido (ver as Tabelas 4.2 e 4.4, no Capítulo 4). Por exemplo, o índice LOLE associado à reserva girante obtido sob as condições críticas de operação -  $LOLE_{SPIN-C} = 6,708$  horas por ano é menor que o limite de 20 horas por ano, definido como aceitável.

Do ponto de vista do risco de o índice LOLE não estar dentro do limite definido como aceitável, tanto a reserva estática quanto a reserva girante passam pelos critérios. Os riscos obtidos para a configuração RTS-96H são: Risco $\{LOLE_{STATIC-N} > 2$  horas/ano $\} = 7,03\%$  e o Risco $\{LOLE_{SPIN-N} > 20$  horas/ano $\} = 7,69\%$ . Portanto, a configuração RTS-96H é aceitável, e hipoteticamente, assume-se que esse seja o modo como o sistema é operado atualmente. As Figuras 5.1 e 5.2 mostram, respectivamente, as distribuições de probabilidade do índice LOLE obtidas para a reserva estática e girante da configuração RTS-96H. As barras em azul representam a distribuição de

probabilidade individual do índice LOLE, ao passo que a linha em vermelho refere-se à distribuição acumulada.

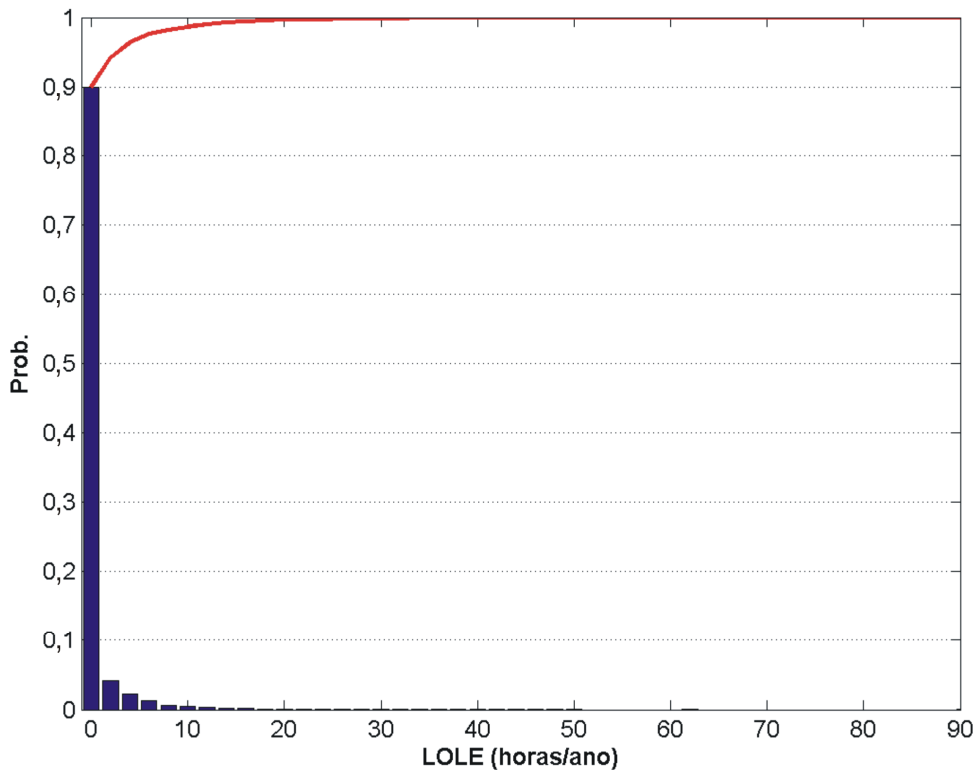


Figura 5.1: Distribuição de Probabilidade do Índice LOLE – Reserva Estática – RTS-96H

Agora, considerando a configuração RTS-96HW, verifica-se que a reserva estática do sistema atende aos critérios, i.e.,  $LOLE_{STATIC-N} = 0,3449$  hora/ano < 1 hora/ano;  $LOLE_{STATIC-C} = 1,484$  hora/ano < 2 horas/ano. Entretanto, a reserva girante não satisfaz o critério para o cenário crítico:  $LOLE_{SPIN-N} = 8,295$  horas/ano é menor que o limite de 10 horas/ano, mas  $LOLE_{SPIN-C} = 23,60$  horas/ano é maior que o limite de 20 horas/ano.

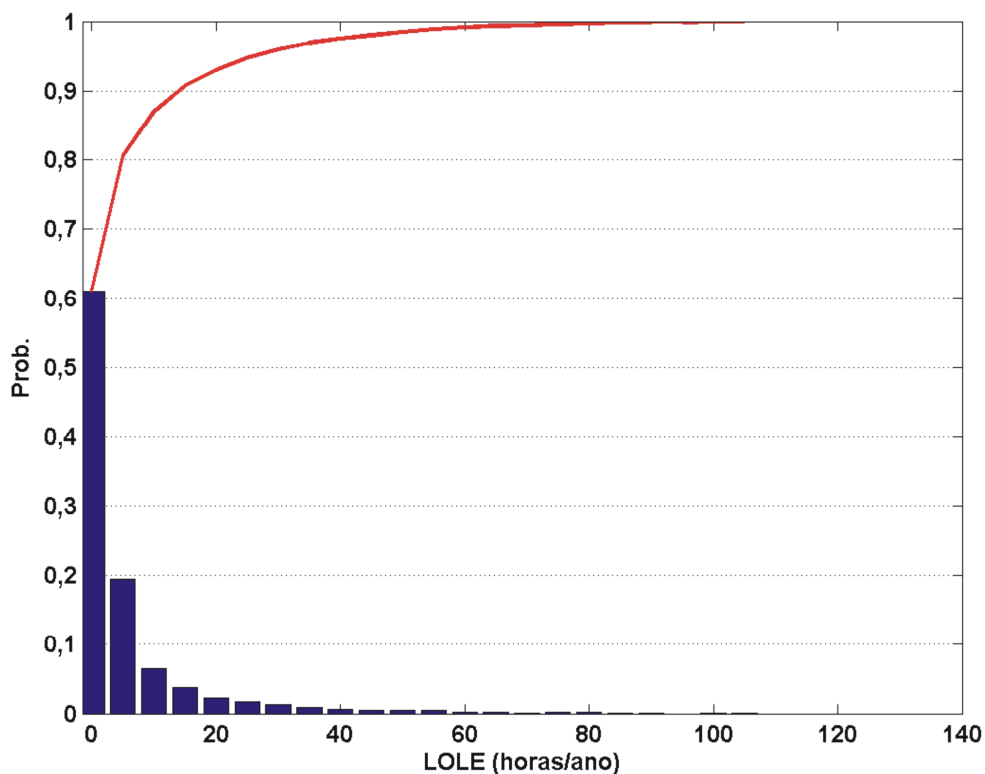


Figura 5.2: Distribuição de Probabilidade do Índice LOLE – Reserva Girante – RTS-96H

Do ponto de vista do risco de o índice LOLE ultrapassar os limites previamente definidos, verifica-se para a configuração RTS-96HW os seguintes valores:  $\text{Risco}\{\text{LOLE}_{\text{STATIC-N}} > 2 \text{ horas/ano}\} = 4,08\%$  e  $\text{Risco}\{\text{LOLE}_{\text{SPIN-N}} > 20 \text{ horas/ano}\} = 12,95\%$ , o qual é maior que o limite de 10%, definido como aceitável.

Os resultados anteriores evidenciam a necessidade de se tomar alguma medida corretiva com relação à reserva girante. O maior problema enfrentado pela configuração RTS-96HW é a insuficiência de reserva girante, uma vez que a reserva estática é aceitável por ambos os critérios especificados. As Figuras 5.3 e 5.4 mostram, respectivamente, as distribuições de probabilidade do índice LOLE obtidas para a reserva estática e girante da configuração RTS-96HW.

O problema agora se concentra em corrigir a configuração RTS-96HW. Analisando os índices na Tabela 4.11, conclui-se que não há reserva não-girante suficiente de boa qualidade, i.e., geradores pertencentes à Classe 1.

Deste modo, mesmo que o montante de reserva seja aumentado, os resultados previamente mostrados não sofrerão grandes mudanças. Por exemplo, considerando 1600 MW como o valor mínimo de reserva sincronizada, o índice  $LOLE_{SPIN-C}$  cai para 21,49 horas/ano o que ainda é superior a 20 horas/ano. Outra possibilidade é aumentar a quantidade de reserva não-girante pertencente à Classe 1, alterando a ordem de despacho das unidades, de forma que mais unidades hidráulicas sejam deslocadas para o fim da lista. Essa medida também não produz o efeito desejado conforme se pode ver na Figura 5.5. Essa figura ilustra a variação do índice  $LOLE_{SPIN-C}$  em relação ao nível de reserva girante. A curva em azul refere-se à ordem de mérito em que quatro unidades hidráulicas foram deslocadas para o final da lista. Para a curva em verde, foi utilizada uma ordem de mérito em que dez unidades hidráulicas foram deixadas no final da lista de prioridades.

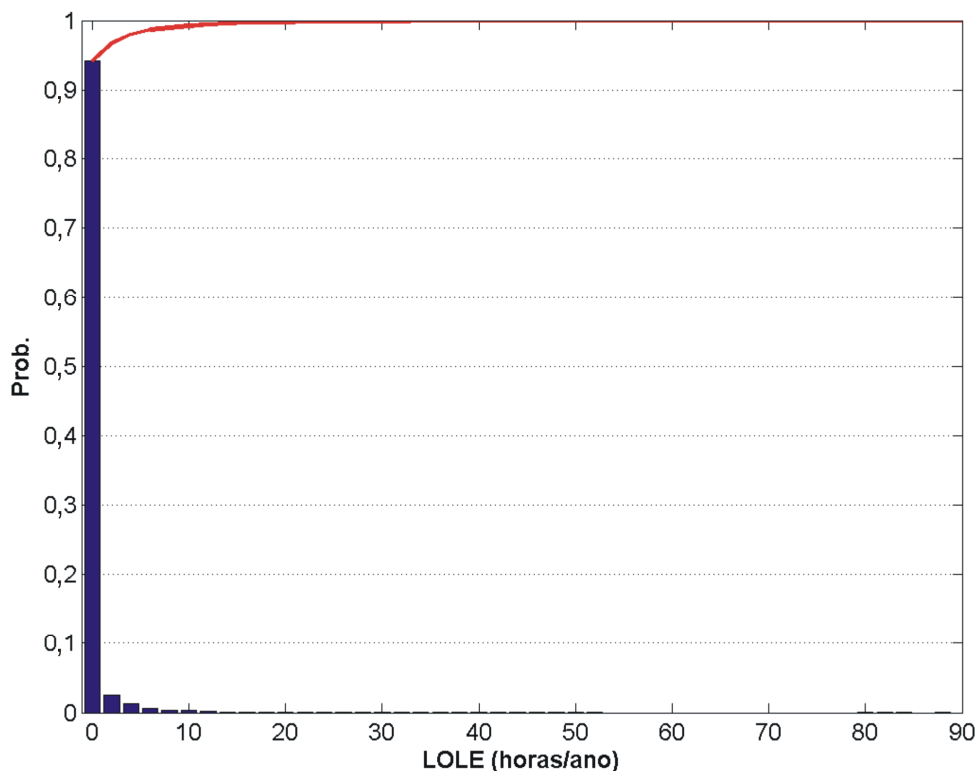


Figura 5.3: Distribuição de Probabilidade do Índice LOLE – Reserva Estática – RTS-96HW

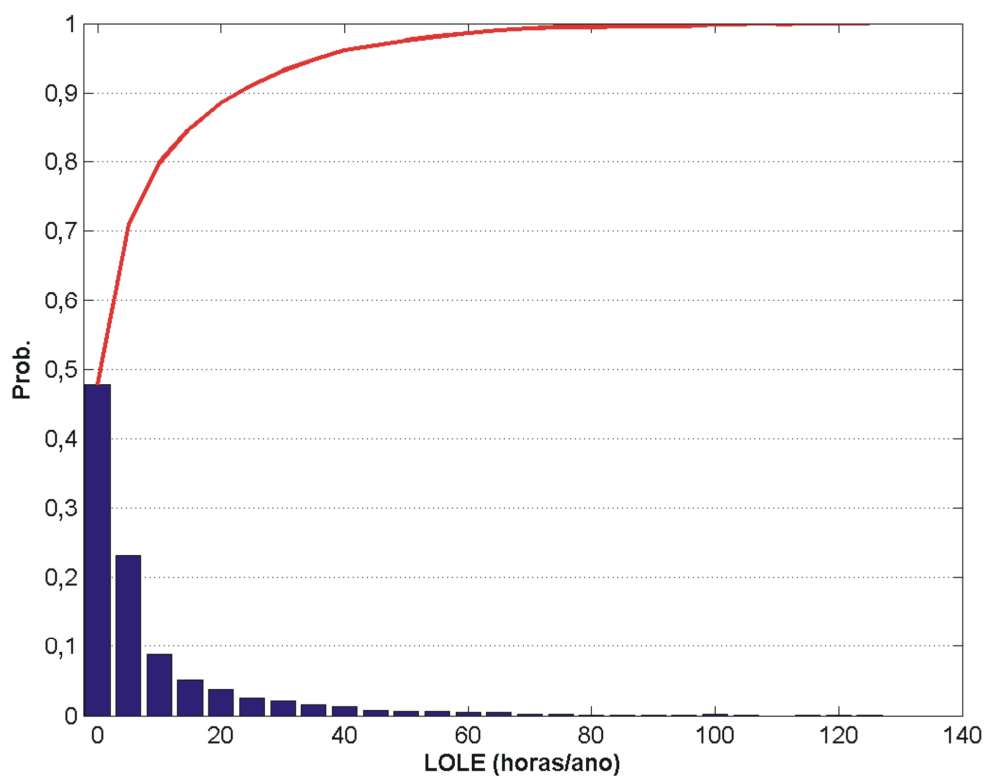
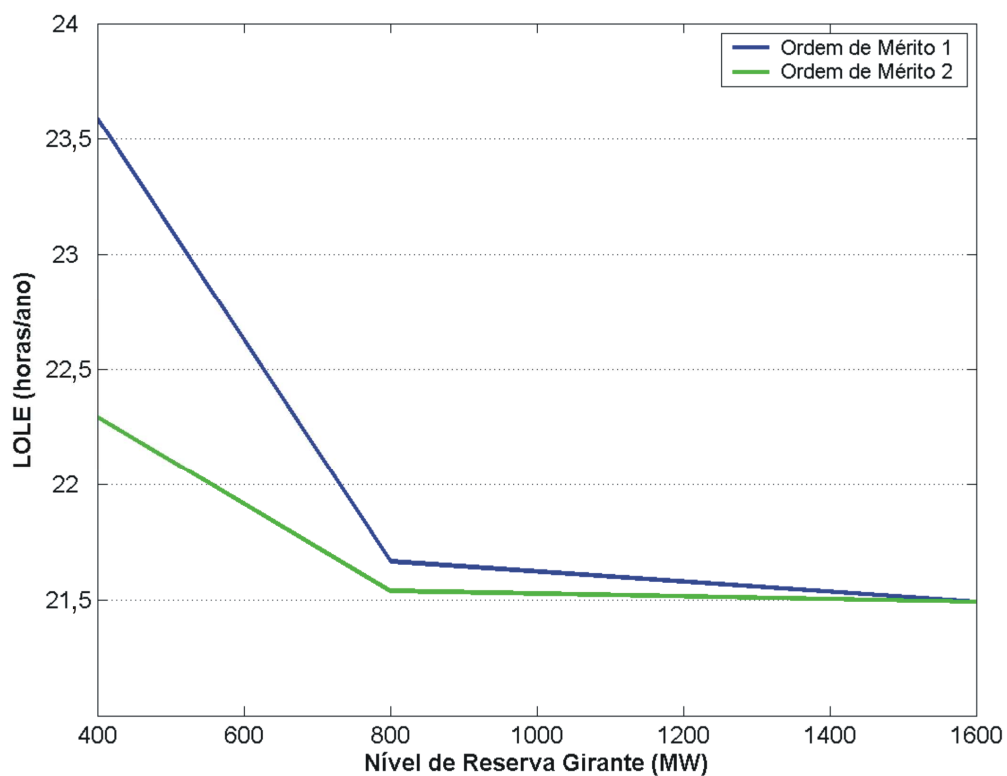


Figura 5.4: Distribuição de Probabilidade do Índice LOLE – Reserva Girante – RTS-96HW

Figura 5.5: Variação do Índice  $LOLE_{SPIN-C}$  em Relação ao Nível de Reserva Girante

Obviamente, o custo de operação do sistema aumenta à medida que se eleva o montante de reserva girante ou quando se deslocam unidades hidráulicas para a ponta, uma vez que unidades pertencentes à Classe 4 são postas em operação e estas possuem um custo de produção mais elevado, além de não poderem ser desligadas durante os vales da curva de carga, devido ao seu maior tempo de partida.

Duas possíveis medidas para reforçar o sistema são avaliadas (i) adição de 600 MW de geração eólica; e (ii) adição de uma unidade térmica a gás de 50 MW.

**Caso 1: Adição de 600 MW de geração eólica:**

Após a instalação de 600 MW adicionais de energia eólica, a capacidade instalada de eólicas sobe para 2126 MW e a capacidade instalada total vai para 11991 MW. Os 2126 MW de eólicas foram distribuídos entre as três regiões da seguinte forma: 718 MW na Região 1; 704 MW na Região 2 e 704 MW na Região 3. Também nessa situação o montante mínimo especificado para a reserva girante foi 400 MW. As unidades eólicas continuaram posicionadas no início da lista de prioridades e quatro unidades hidráulicas permaneceram no fim da lista. A quantidade média de reserva sincronizada variou de 582,2 MW (na hora de ponta) a 1046,5 MW (fora da ponta).

Os seguintes resultados foram obtidos para essa configuração:  $LOLE_{SPIN-C} = 19,26$  horas/ano e  $Risco\{LOLE_{SPIN-N} > 20 \text{ horas/ano}\} = 8,06\%$ . A Figura 5.6 apresenta a distribuição de probabilidade do índice LOLE associado à reserva girante para o Caso 1. Nota-se que os 600 MW adicionais de eólicas satisfazem os critérios, i.e.,  $LOLE_{SPIN-C} < 20$  horas por ano e  $Risco\{LOLE_{SPIN-N} > 20\} < 10\%$ .

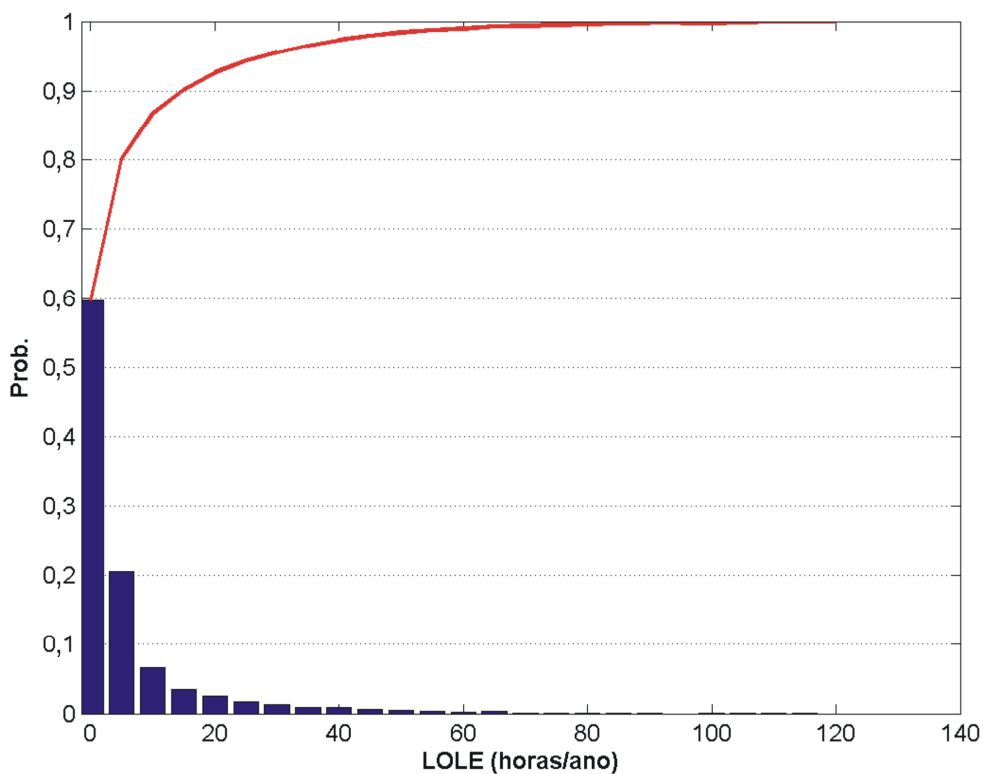


Figura 5.6: Distribuição de Probabilidade do Índice LOLE – Reserva Girante – Caso 1

### **Caso 2: Adição de uma unidade térmica a gás de 50 MW:**

Alternativamente, o sistema foi reforçado com a adição de uma unidade térmica a gás de 50 MW, cujos parâmetros são apresentados na Tabela 5.2. Além desses parâmetros, foi utilizado um custo médio de produção de \$50/MWh para essa unidade.

Tabela 5.2: Parâmetros Determinísticos e Estocásticos da Unidade Geradora a Gás

Parâmetro	Valor
Taxa de falha - $\lambda$ (oc./ano)	4,765
Tempo médio de reparo - MTTR (horas)	74,7245
Tempo de partida (minutos)	40

Com relação ao nível de reserva girante, os mesmo 400 MW mínimos foram utilizados para o Caso 2. Também, quatro unidades hidráulicas foram mantidas no fim da lista de ordem de mérito. Neste caso, o valor médio de reserva



sincronizada variou de 586,9 MW (na hora de ponta) a 1051,1 MW (fora de ponta).

Os resultados obtidos para o Caso 2 foram:  $LOLE_{SPIN-C} = 19,80$  horas/ano e  $Risco\{LOLE_{SPIN-N} > 20 \text{ horas/ano}\} = 9,05\%$ . Conclui-se, então, que a adição de 50 MW térmico a gás também satisfaz a ambos os critérios de planejamento. A Figura 5.7 mostra a distribuição de probabilidade do índice LOLE associado à reserva girante para o Caso 2.

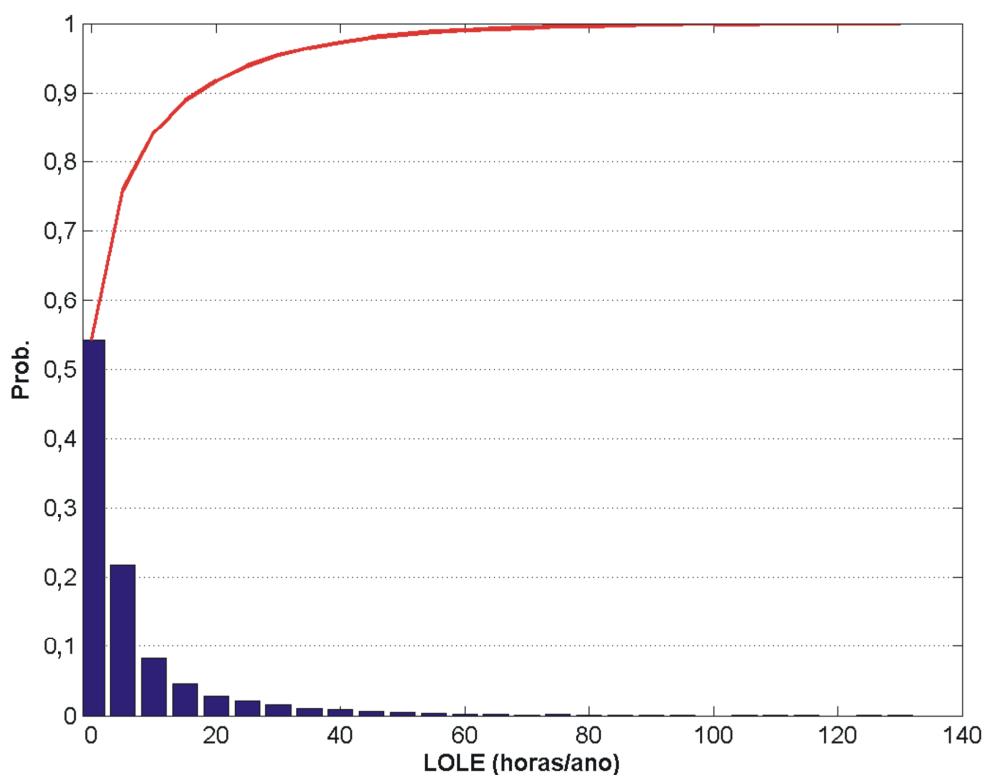


Figura 5.7: Distribuição de Probabilidade do Índice LOLE – Reserva Girante – Caso 2

Portanto, ambas as opções de expansão são aceitas de acordo com os critérios estabelecidos. A decisão entre qual delas é mais adequada envolveria a análise de aspectos econômicos, como custo de produção, custo de interrupção e a inclusão de restrições ambientais, por exemplo, a consideração de limites de emissão de  $CO_2$ .

### 5.3 ANALOGIA COM O PJM

A reserva girante tem sido dimensionada com base em critérios probabilísticos por meio do método PJM. Essa metodologia é, indubitavelmente, extremamente útil quando se trata de um horizonte de curto prazo (e.g.: 24 horas à frente), situação na qual o operador conhece o montante de geração disponível que poderá ser utilizado. Assim, se um risco de não atendimento da demanda é especificado, por exemplo,  $10^{-4}$ , utilizando o PJM determina-se a quantidade adequada de reserva girante para assegurar que o sistema terá geração sincronizada suficiente para suportar a saída inesperada de geradores e aguardar o tempo necessário para sincronizar uma nova unidade (e.g.: duas horas).

Quando se trata de planejamento com uma perspectiva mais longa, i.e., alguns anos a frente, não é possível afirmar quais unidades estarão disponíveis (devido às taxas de falha/reparos e tempos de partida [BA96]) e também saber qual será a capacidade disponível dessas unidades, particularmente, aquelas que dependem de fontes primárias de origem renovável, como é o caso das eólicas. Adicionalmente a esses aspectos, para um determinado critério, o processo de avaliação dos requisitos de reserva deve cobrir um período amplo (e.g.: cada ano do horizonte de planejamento) a fim de proporcionar aos planejadores uma melhor percepção do problema. Por fim, a reserva não-girante deve também receber uma atenção apropriada para subsidiar corretamente as decisões a serem tomadas.

Com vista a compreender as diferenças e os pontos em comum entre o PJM e a metodologia proposta neste trabalho, a configuração RTS-96H foi utilizada considerando os seguintes pontos:

**Considerações sobre o PJM:** (i) foi executado utilizando a carga pico do sistema e um *lead-time* de uma hora; (ii) para as unidades hidráulicas utilizou-se uma capacidade média, extraída das cinco séries hidrológicas; (iii) um nível de reserva girante pré-especificado em 400 MW, i.e, foram selecionadas 62

unidades, seguindo a lista de prioridades, de modo que a soma das capacidades destas unidades excedessem à carga em aproximadamente 400 MW.

**Considerações sobre a metodologia proposta:** (i) assumiu-se que a carga manteve-se constante ao longo de todo o ano em seu valor de pico (i.e. 8550 MW); (ii) um nível mínimo de reserva girante de 400 MW foi utilizado; (iii) para cada intervalo de uma hora foram calculados os índices  $Risco_{SPIN}$  e  $LOLP_{SPIN}$ . O primeiro, semelhantemente ao PJM, mede o risco de ocorrer déficit de geração no período de uma hora. O segundo expressa a relação entre a duração das falhas no intervalo e o tempo de observação do intervalo. A Figura 5.8, a seguir, ilustra o procedimento para o cálculo desses índices, bem como serve para auxiliar a interpretação dos mesmos.

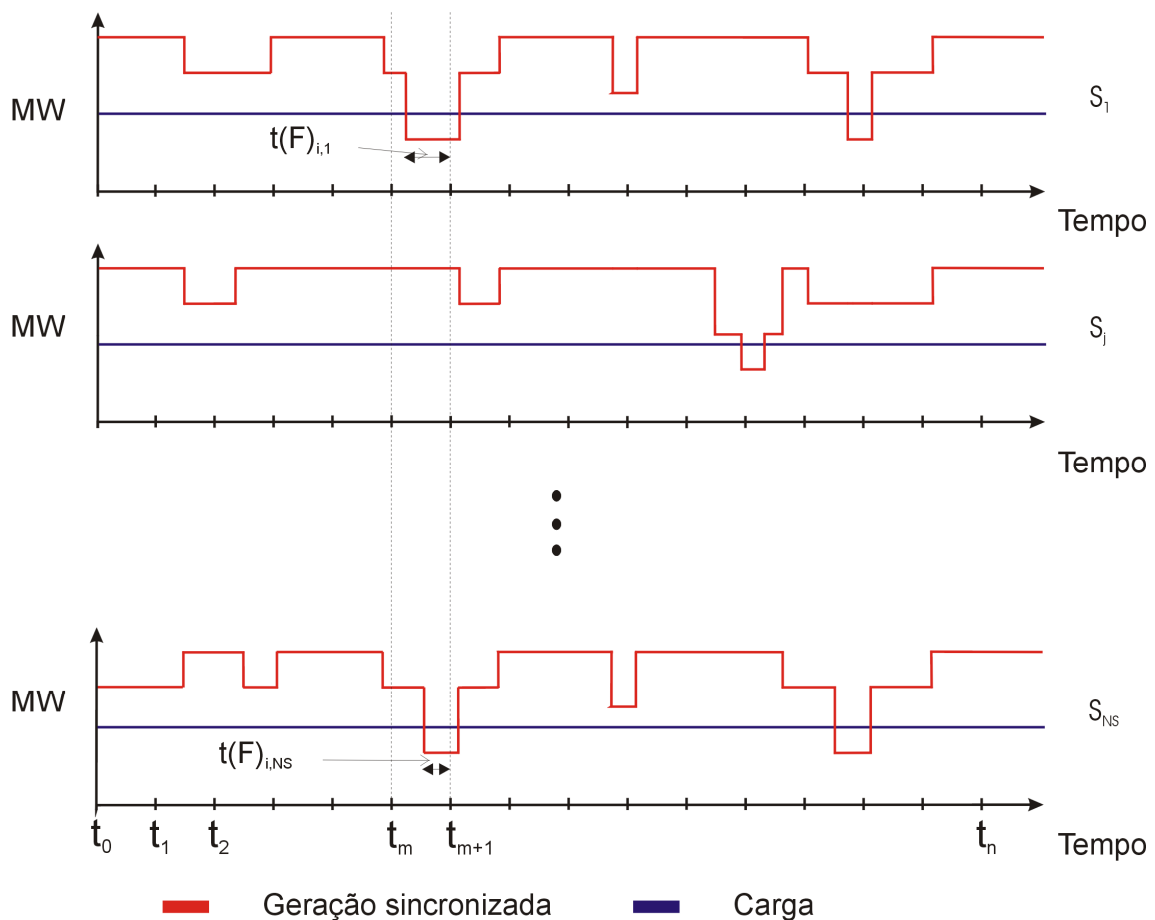


Figura 5.8: Históricos de Operação para o Cálculo do  $Risco_{SPIN}$

Por meio do processo de simulação Monte Carlo, os índices  $Risco_{SPIN}$  e  $LOLP_{SPIN}$ , os quais medem o risco de haver corte de carga para cada intervalo, com duração de uma hora, são dados, respectivamente, por:

$$Risco_{SPIN}^m = \frac{1}{NS} \sum_{j=1}^{NS} n(F)_j^m \quad (5.1)$$

$$LOLP_{SPIN}^m = \frac{1}{\Delta T \times NS} \sum_{j=1}^{NS} t(F)_j^m \quad (5.2)$$

Nas expressões anteriores, o termo  $NS$  representa o número de históricos de operação simulados;  $n(F)_j^i$  corresponde à ocorrência de um déficit de geração sincronizada no intervalo  $i$  da série sintética  $j$ ;  $t(F)_j^i$  representa a duração do corte de carga no intervalo  $i$  da série sintética  $j$  e  $\Delta t$  equivale a uma hora.

Como a carga do sistema foi mantida constante, ao longo de muitos anos (séries sintéticas) simulados, os índices de cada intervalo tendem a ser iguais entre si, de modo que, ao fim do processo de simulação, pode-se calcular o  $Risco_{SPIN}$  e  $LOLP_{SPIN}$  como a média dos valores obtidos para os 8760 intervalos.

O risco de não atendimento da carga obtido com o PJM foi  $Risco_{PJM} = 5,5750 \times 10^{-3}$ . Com a metodologia proposta os resultados obtidos foram:  $Risco_{SPIN} = 0,2240$  ( $\beta = 3,72\%$ ) e  $LOLP_{SPIN} = 0,2213$  ( $\beta = 3,955\%$ ) (ou  $LOLE_{SPIN} = 0,2213 \times 8760$  horas por ano = 1938 horas por ano). De modo semelhante ao PJM, o  $Risco_{SPIN}$  representa a probabilidade de ocorrerem falhas no intervalo de uma hora. Esse valor reflete uma condição extremamente estressante, uma vez que a carga permaneceu em seu valor de pico durante todo o ano. Observa-se que o valor obtido para  $LOLP_{SPIN}$  é levemente menor que o  $Risco_{SPIN}$ . Isto ocorre porque, como visto na Equação (5.2), o índice  $LOLP_{SPIN}$  representa a relação entre a duração das falhas em um intervalo e o tempo total de observação desse intervalo, para o caso em questão, uma hora.

Para a situação em questão, o  $Risco_{PJM}$  pode ser interpretado como o risco de ocorrer um déficit de geração uma hora depois de um dado instante, no qual conhece-se a configuração de geradores e suas respectivas capacidades. Por outro lado, o  $Risco_{SPIN}$  representa o risco de não haver geração sincronizada suficiente para atender à carga no intervalo de uma hora, para uma determinada configuração de geradores que satisfaça a um dado critério de reserva girante (e.g.: 400 MW), independentemente de se saber quais geradores encontram-se disponíveis no instante inicial da análise.

Nota-se nos resultados anteriores que o risco obtido pelo PJM ( $Risco_{PJM}$ ) é muito menor que o risco obtido pela metodologia proposta  $Risco_{SPIN}$ . Esse fato ocorre porque o segundo índice reflete o ciclo de falha e reparo das unidades ao longo do ano. Adicionalmente, o valor pré-especificado de reserva de 400 MW não pode ser garantido sob as condições estressantes da carga (i.e., constante em seu valor de pico ao longo de todo o ano) porque, embora a reserva seja programada com antecedência, existem unidades de grande porte com tempos de partida de 48 horas.

Contrariamente, o PJM assume que todas as unidades estão disponíveis no início do intervalo de uma hora. Desse modo, o  $Risco_{PJM}$  está condicionado ao fato mencionado anteriormente. Para que a metodologia proposta reproduza uma situação similar à do PJM os tempos de reparo de todas as unidades foram diminuído para  $10^{-4}$  hora e para todas as unidades considerou-se um tempo de partida de uma hora. Desse modo, quando uma unidade falha, o seu reparo ocorre quase que instantaneamente, garantido que no início do intervalo subsequente estejam disponíveis as mesmas unidades que se encontravam disponíveis no intervalo anterior.

Considerando as condições mencionadas anteriormente, o resultado obtido foi:  $Risco_{SPIN} = 4,8527 \times 10^{-3}$  ( $\beta = 1,53\%$ ). Esse valor ficou próximo àquele obtido com o PJM, e demonstra as bases comuns e as diferenças entre as duas metodologias. Apesar de o PJM possibilitar a representação das unidades de partida rápida e em reserva quente baseando-se nos processos de Markov

[BA96], isto não é o suficiente para lidar com a vasta gama de características existentes em sistemas com elevada penetração de energias renováveis, particularmente a eólica, tendo em mente o assessoramento das decisões tomadas nos planejamentos de médio a longo prazo.

## 5.4 CONSIDERAÇÃO DE INCERTEZAS

### 5.4.1 Incertezas na Carga

Um aspecto importante nos estudos de planejamento, tanto do ponto de vista da expansão quanto da operação, é a consideração dos erros com relação aos valores previstos para a carga. É pouco provável que os valores estimados para a carga coincidirão com aqueles observados durante a operação do sistema. Portanto, existem incertezas nas previsões e estas devem ser levadas em consideração nos estudos.

Os erros nas previsões da carga podem ser modelados por uma distribuição Gaussiana [BA96], como se mostra na Figura 5.9. Essa figura ilustra o procedimento considerando um pouco mais de dois dias da curva de carga de um sistema hipotético e uma elevação de dois desvios-padrão da média prevista (curva em azul).

Para modelar as incertezas de longo prazo (relativas ao crescimento da carga), ao iniciar uma série sintética, realiza-se um sorteio para definir qual o nível de carga será aplicado à curva anual; se permanecerá o nível previsto para o ano em estudo, ou se haverá algum desvio. No que se refere às incertezas de curto prazo, o sorteio do erro é realizado hora a hora durante toda a simulação. Sendo assim, a cada instante de tempo a carga do sistema é obtida com base na Equação (5.3).

$$L(t) = [L_{Prev}(t) \times (1 + \varepsilon_{LP})] \times (1 + \varepsilon_{CP}(t)) \quad (5.3)$$

em que:  $L_{Prev}(t)$  é o valor previsto para a carga no instante de tempo  $t$ ;  $\varepsilon_{LP}$  refere-se ao erro de longo prazo, sorteado no início de cada série sintética e  $\varepsilon_{CP}(t)$  refere-se ao erro de curto prazo.

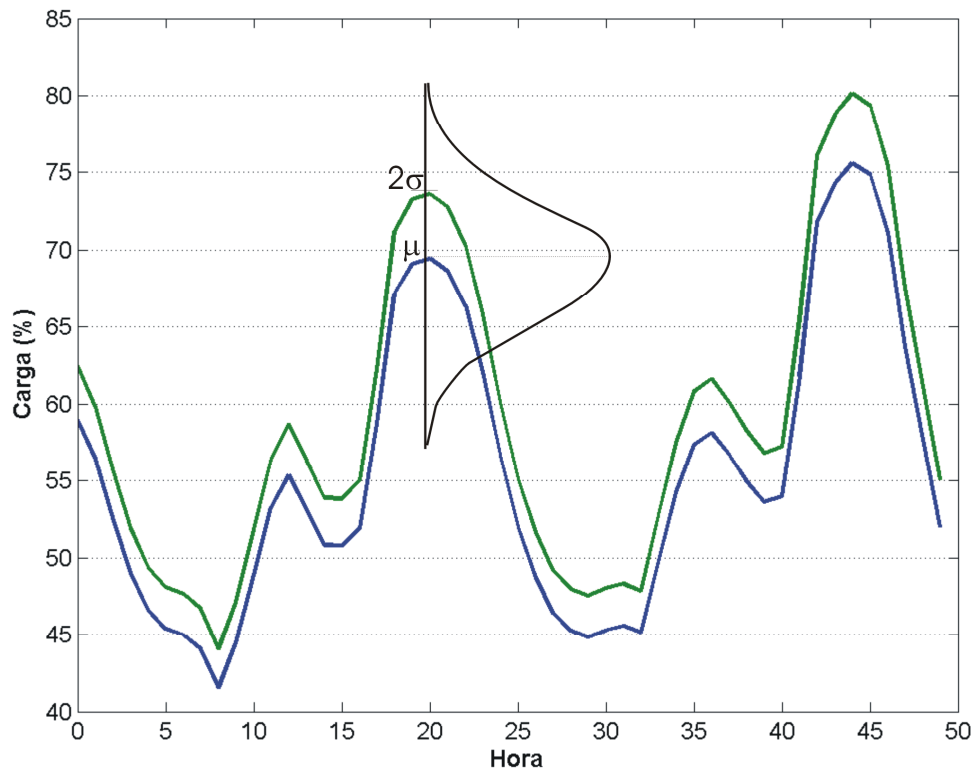


Figura 5.9: Modelo de Incerteza na Curva de Carga

#### 5.4.2 Incerteza na Produção Eólica

A análise dos dados de produção das centrais eólicas e de medidas meteorológicas realizadas nas regiões onde se encontram os parques eólicos permite quantificar as variações da potência eólica prevista para um determinado período (e.g. minutos, horas, meses, estações, etc.) e identificar os principais fatores que influenciam nos erros de previsão.

Em geral os operadores lidam com a potência de um grande número de unidades eólicas, de modo que as variações de curtíssimo prazo não afetam significativamente o desempenho do sistema. Isto porque as variações com

durações da ordem de alguns segundos a minutos, consequentes de turbulências ou eventos transitórios, são muito pequenas devido à agregação dos aerogeradores.

As variações mais significantes provêm da passagem de tempestades, quando a turbina eólica atinge sua velocidade limite e um dispositivo de controle desliga o gerador, resultando numa queda abrupta da potência. Todavia, devido à agregação dos aerogeradores, o degrau de potência é suavizado levando alguns minutos para que a potência total reduza a zero. Em geral, esse efeito é mais significativo em pequenos parques eólicos, uma vez que em grandes áreas pode levar horas para a que potência total seja reduzida a zero. Dependendo da extensão da área ocupada pelos aerogeradores, a potência total do parque pode não cair a zero. As unidades situadas na área por onde a tempestade já passou e a velocidade dos ventos situa-se novamente dentro dos limites operacionais, voltam produzir normalmente. Além do mais, a passagem de tempestades pode ser prevista e medidas técnicas podem ser tomadas para reduzir seu impacto.

As variações entre os valores previstos para a produção eólica e o nível momentâneo da geração afetam significativamente a operação do sistema. Para o operador, as variações em si, não representam um grande problema, mas sim o grau de exatidão das previsões. De modo semelhante ao que foi feito para modelar as incertezas no crescimento da carga, uma distribuição Gaussiana pode também ser empregada para modelar as incertezas de curto prazo na previsão da produção eólica. Analogamente ao que é feito para a incerteza de curto prazo na carga, a cada hora, realiza-se um sorteio para definir qual será o nível de incerteza aplicado à geração eólica.

Quanto às incertezas de longo prazo, elas são oriundas das variações sazonais e inter-anuais, causadas por efeitos climáticos. Essas incertezas são implicitamente capturadas nas séries eólicas, por meio do processo de amostragem realizado no início de cada série sintética, como já discutido anteriormente.



As tabelas a seguir ilustram o efeito da consideração dos erros na previsão dos valores da carga, tanto em longo quanto em curto prazo, bem como aqueles na previsão da produção eólica. Para a carga foi considerado um erro de 2% relativo à previsão de longo prazo e de 1,0% referente à estimativa de curto prazo. Para a geração eólica considerou-se um erro de 5% sobre o valor médio horário de produção.

As Tabelas 5.3 e 5.4 mostram, respectivamente, os índices de confiabilidade tradicional e preventiva, associados à reserva estática. Nota-se que ao considerar as incertezas de longo e curto prazo na carga, bem como a incerteza na produção eólica, o índice LOLE para o cenário normal ( $LOLE_{STATIC-N}$ ) sofreu um aumento de 49,35% indo de 0,3449 hora por ano para 0,5151 hora por ano. No cenário crítico, o impacto das incertezas é um pouco menor, a  $LOLE_{STATIC-C}$  passa de 1,484 hora por ano para 2,013 horas por ano. Isto é devido à menor produção eólica neste cenário.

Nas Tabelas 5.5 e 5.6 são apresentados os índices de confiabilidade tradicional e preventiva, associados à reserva girante. Neste caso, considerou-se novamente o nível mínimo de 400 MW de reserva sincronizada e a mesma ordem de mérito utilizada anteriormente.

Para a reserva girante, o impacto da consideração das incertezas ocasionou um acréscimo de 46,96% no índice LOLE associado à reserva girante para o cenário normal ( $LOLE_{SPIN-N}$ ), o qual aumentou de 8,295 horas por ano para 12,19 horas por ano. No caso do cenário crítico ( $LOLE_{SPIN-C}$ ), o acréscimo foi de 28,89%, sendo que esse índice aumentou de 23,60 horas por ano para 30,42 horas por ano.

Tabela 5.3: Índices de Confiabilidade Tradicional – Reserva Estática – Sistema RTS-96HW - Representação das Incertezas

Índice	Cenários	
	Normal	Crítico
LOLP	$5,880 \times 10^{-5}$ (3,14%)	$2,298 \times 10^{-4}$ (3,37%)
LOLE (horas/ano)	0,5151 (3,14%)	2,013 (3,37%)
EPNS (MW)	$1,2066 \times 10^{-2}$ (%)	$4,814 \times 10^{-2}$ (4,98%)
EENS (MWh/ano)	105,7 (5,00%)	421,7 (4,98%)
LOLF (oc./ano)	0,2293 (2,41%)	0,8481 (2,61%)
LOLD (horas)	2,247 (3,79%)	2,374 (4,09%)

Tabela 5.4: Índices de Confiabilidade Preventiva – Reserva Estática – Sistema RTS-96HW – Representação das Incertezas

Índice	Cenários	
	Normal	Crítico
Prob{S}	0,99961(2,29%)	0,9988 (3,78%)
Prob{M}	0,0003 (1,84%)	0,0010 (3,56%)
Freq{S} (oc./ano)	1,3595 (4,73%)	3,926 (4,34%)
Freq{M} (oc./ano)	1,551 (4,99%)	4,639 (4,72%)
Dur{S} (horas)	6441, 0 (5,25%)	2229,0 (5,75%)
Dur{M} (horas)	1,813 (4,95%)	1,888 (5,62%)

Tabela 5.5: Índices de Confiabilidade Tradicional – Reserva Girante – Sistema RTS-96HW – Representação das Incertezas

Índice	Cenários	
	Normal	Crítico
LOLP	0,0014 (3,06%)	0,0035 (3,08%)
LOLE (horas/ano)	12,19 (3,06%)	30,42 (3,08%)
EPNS (MW)	0,2798 (4,99%)	0,8482 (4,68%)
EENS (MWh/ano)	2451,0 (4,99%)	7430,0 (4,68%)
LOLF (oc./ano)	8,252 (2,09%)	13,70 (3,16%)
LOLD (horas)	1,478 (3,60%)	2,220 (4,34%)

Tabela 5.6: Índices de Confiabilidade Preventiva – Reserva Girante – Sistema RTS-96HW – Representação das Incertezas

Índice	Cenários	
	Normal	Crítico
Prob{S}	0,9048 (0,03%)	0,9007 (0,04%)
Prob{M}	0,0937 (0,26%)	0,0958 (0,30%)
Freq{S} (oc./ano)	685,2 (4,47%)	675,5 (4,47%)
Freq{M} (oc./ano)	688,8 (0,19%)	682,8 (0,18%)
Dur{S} (horas)	11,57 (4,47%)	11,68 (4,47%)
Dur{M} (horas)	1,192 (0,24%)	1,229 (0,27%)

Por fim, a Tabela 5.7 apresenta os índices de desempenho para a reserva não-girante quando são consideradas as incertezas. Para esses índices, não foram encontradas grandes alterações em relação àqueles obtidos sem a consideração de incertezas. No entanto, algumas alterações podem ser consideradas como significativas. Por exemplo, para o cenário base, observa-se que o número médio de horas em que as reserva de potência não-girante formada pelas máquinas pertencentes à Classe 1 teve a potência anulada, variou de 49,88 para 56,06, o que representa um aumento de 12,38%.

Tabela 5.7: Índices de Desempenho para a Reserva Não-Girante – Sistema RTS-96HW – Representação das Incertezas

Classe de Geração	ETP (MW)	EP <sub>NS</sub> (MW)	EH <sub>NS</sub> (h/ano)	EF <sub>NS</sub> (oc./ano)	EPR <sub>NS</sub> (MW)	EFR <sub>NS</sub> (oc./ano)
<b>Cenário Normal</b>						
1	1021,0	173,7	56,06	20,59	145,6	1,438
2	0,0	0,0	8760,0	1,0	0,0	0,0
3	2328,0	215,3	87,00	28,05	24,42	0,0074
4	6047,0	2929,0	0,9425	0,2483	0,0	0,0
<b>Cenário Crítico</b>						
1	775,8	171,4	117,8	34,33	136,0	0,8220
2	0,0	0,0	8760,0	1,0	0,0	0,0
3	2326,0	212,7	171,1	45,72	24,80	0,0110
4	6048,0	2679,0	1,825	0,4420	0,0	0,0

Esses resultados demonstram a importância de se considerar as incertezas nos valores previstos tanto para carga quanto aqueles relacionados à produção oriunda de fontes renováveis. Além disso, os resultados também reforçam a importância de se investir em ferramentas e metodologias para previsão da carga e da produção das fontes renováveis, em especial a eólica.

## **5.5 PLANEJAMENTO DA MANUTENÇÃO PREVENTIVA**

A manutenção preventiva é um programa de inspeção rotineira e execução de prováveis reparos, que visa diminuir a degradação dos equipamentos. Em muitas concessionárias de geração, a atividade de manutenção é realizada somente em resposta às falhas nos equipamentos. Esse tipo de atitude pode ter impactos severos, uma vez que a falha de um único componente, por mais simples que seja, pode ocasionar a saída de operação de um equipamento por completo do sistema.

Um plano de manutenção preventiva bem elaborado garante uma operação contínua do sistema e diminui o risco das saídas não planejadas dos equipamentos. Os desligamentos programados ocorrem durante os períodos de inatividade ou quando os equipamentos são menos solicitados. Como resultado, os problemas podem ser detectados com antecedência e medidas corretivas podem ser tomadas antes que danos de maiores proporções ocorram.

Os trabalhos encontrados na literatura que se referem ao planejamento da manutenção preventiva abordam o tema com dois enfoques diferentes: custo da manutenção [HKH66, ZQ77, MMEP91 e MS99] e o nível de confiabilidade do sistema [CP72, G72, K79, AHLM03 e BA03]. Alguns trabalhos propuseram metodologias em que uma combinação de critérios econômicos (custo da manutenção, produção, etc.) e técnicos (confiabilidade) foram utilizados para orientar o planejamento da manutenção preventiva [MMEP91 e AHLM03].

Nesta subseção é mostrado como a ferramenta de análise de confiabilidade da geração que foi desenvolvida pode ser utilizada para auxiliar na definição de um plano de manutenção preventiva, tendo como foco o nível de confiabilidade do sistema. Para ilustrar o planejamento da manutenção preventiva, foi considerado que a configuração RTS-96HW com adição de 600 MW de unidades eólicas foi selecionada como a opção mais viável para o sistema. Essa configuração foi denominada de RTS-96HW2.

O objetivo foi propor um plano de manutenção preventiva para a configuração RTS-96HW2 em que o maior número possível de unidades fosse retirado para manutenção preventiva no período de um ano, sem, no entanto, comprometer o nível de confiabilidade do sistema. Para julgar o plano de manutenção, estabeleceu-se que o sistema deveria sobreviver às piores condições de operação (previstas no cenário crítico), obedecendo aos limites definidos como aceitáveis:  $LOLE_{STATIC-C} \leq 2$  horas por ano e  $LOLE_{SPIN-C} \leq 20$  horas por ano. Adicionalmente, para representar as restrições impostas pela limitação de mão de obra para realizar os serviços de inspeção e reparado, assumiu-se que em uma mesma semana somente três unidades poderiam ser simultaneamente retiradas para manutenção preventiva.

A heurística apresentada a seguir foi utilizada para definir quais unidades e quando elas poderão ser retiradas para manutenção preventiva:

- i) organize as unidades geradoras em ordem decrescente de capacidade, de modo que a unidade de maior capacidade ocupe a primeira posição da lista, em seguida a segunda maior capacidade, e assim por diante;
- ii) avalie a confiabilidade do sistema sem considerar as unidades em manutenção preventiva e calcule o índice  $Prob\{M\}_{SPIN-C}$  para cada semana;
- iii) selecione as semanas que apresentam os menores valores para o índice  $Prob\{M\}_{SPIN-C}$  e considere que a primeira unidade da lista está em manutenção nessas semanas, respeitando o período necessário para

realizar a inspeção e reparos, conforme mostrado no Apêndice A, Tabela A.2.

- iv) reavalie a confiabilidade do sistema e calcule o índice  $\text{Prob}\{M\}_{\text{SPIN-C}}$  para cada semana;
- v) verifique se o critério de confiabilidade não é violado, i.e.,  $\text{LOLE}_{\text{STATIC-C}} \leq 2$  horas por ano e  $\text{LOLE}_{\text{SPIN-C}} \leq 20$  horas por ano. Caso os valores para a LOLE estejam dentro dos limites, agende a manutenção preventiva da unidade no período selecionado anteriormente e prossiga no passo (vi). Caso contrário, a manutenção não pode ser realizada, exclua a unidade da lista e vá para o passo (vi);
- vi) identifique as semanas com os menores valores para o índice  $\text{Prob}\{M\}$ ;
- vii) selecione a próxima unidade da lista e retorne ao passo (iii).

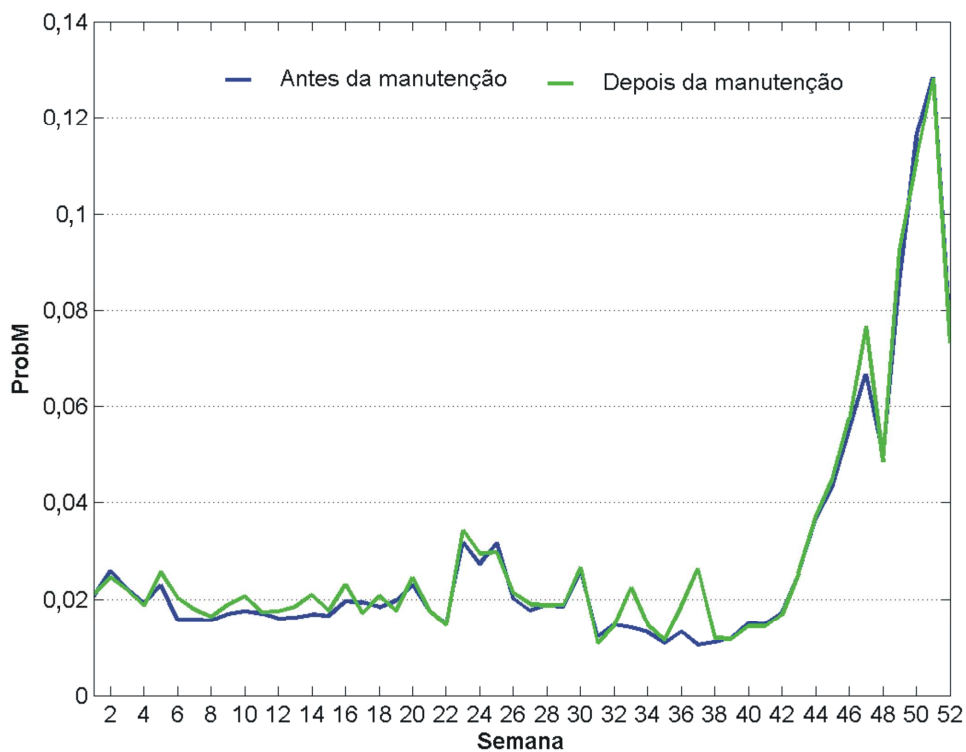
Os passos anteriores possibilitam elaborar um plano de manutenção preventiva para as unidades geradoras tal que os períodos em que as unidades ficam em manutenção são distribuídos ao longo do ano entre as semanas em que há uma maior margem de reserva, de modo a manter o nível de confiabilidade dentro do padrão pré-estabelecido. Para tal, o índice que mede o risco de o sistema não ter reserva sincronizada suficiente para atender a carga na hipótese da falta da maior máquina sincronizada ( $\text{Prob}\{M\}_{\text{SPIN}}$ ) foi utilizado.

A Tabela 5.8 apresenta o plano de manutenção obtido para a configuração RTS-96HW2 empregando a heurística apresentada anteriormente. Percebe-se que essa heurística prioriza as unidades de maior capacidade, as quais representam maior dificuldade para ser retiradas do sistema. Para o plano de manutenção mostrado na Tabela 5.8, a configuração RTS-96HW2 apresentou os seguintes valores para o índice LOLE:  $\text{LOLE}_{\text{STATIC-C}} = 1,050$  hora por ano e  $\text{LOLE}_{\text{SPIN-C}} = 19,48$  horas por ano. Nota-se que se fosse adotado como critério observar apenas o desempenho da reserva estática seria possível agendar a manutenção de outras unidades geradoras, uma vez que o valor obtido para o  $\text{LOLE}_{\text{STATIC-C}}$  apresenta uma folga considerável em relação ao valor limite de 2 horas por ano.

A Figura 5.10 compara a variação semanal do índice  $\text{Prob}\{M\}_{\text{SPIN-C}}$  obtidos antes e após a consideração do plano de manutenção. Observa-se que como as unidades foram retiradas para manutenção nos períodos em que o sistema apresentava maior nível de reserva, afetou-se minimamente o seu desempenho, em termos de confiabilidade.

Tabela 5.8: Plano de Manutenção Preventiva – Sistema RTS-96HW2

Identificação da Usina	No. De Unidades	Classe de Geração	Semanas em Manutenção
10	1	U400	34, 35, 36, 37, 38 e 39
11	1	U400	34, 35, 36, 37, 38 e 39
23	1	U400	34, 35, 36, 37, 38 e 39
24	1	U400	10, 11, 12, 13, 14 e 15
36	1	U400	11, 12, 13, 14, 15 e 16
37	1	U400	13, 14, 15, 16, 17 e 18
13	1	U350	5, 6, 7, 8 e 9
26	1	U350	5, 6, 7, 8 e 9
18	1	U50	9 e 10
7	1	U12	10 e 11

Figura 5.10: Variação Semanal do Índice  $\text{Prob}\{M\}_{\text{SPIN-C}}$  – Sistema RTS-96HW2

## 5.6 CONCLUSÕES

No Capítulo 5, mostrou-se, primeiramente, como a metodologia desenvolvida pode ser utilizada para subsidiar os planejadores e operadores a definirem padrões de confiabilidade para sistemas de geração, bem como critérios para o planejamento. Em seguida foram mostradas as semelhanças e divergências entre a metodologia proposta e o método PJM. Finalmente, foram apresentados os modelos utilizados para representar os erros na previsão de carga de curto e longo prazo, bem como os erros nas estimativas de curto prazo para a produção eólica. Também, mostrou-se como a ferramenta pode ser utilizada para auxiliar na elaboração do cronograma de manutenção preventiva.

Por meio dos casos analisados envolvendo as configurações do sistema IEEE RTS-96 foi mostrado como os índices de confiabilidade podem ser utilizados para definir padrões. Como exemplo, utilizou-se o índice LOLE, para o qual foram estabelecidos limites máximos, considerando os prováveis cenários de operação a serem experimentados durante a operação do sistema: *normal* e *crítico*. O cenário normal corresponde a uma média de todas as condições operativas representadas pelas séries históricas hidrológicas e eólicas, devidamente ponderadas. Para o cenário crítico, consideraram-se somente as condições mais estressantes de operação, como por exemplo, a ocorrência simultânea da pior hidrologia com a pior série eólica.

Para a reserva estática, tomando-se como base os valores médios do índice LOLE para o cenário normal ( $LOLE_{STATIC-N}$ ) e para o cenário crítico ( $LOLE_{STATIC-C}$ ), ficaram estabelecidos como limites aceitáveis os valores de 1,0 hora por ano e 2,0 horas por ano, respectivamente. Para a reserva girante, estabeleceram-se os seguintes valores:  $LOLE_{SPIN-N} \leq 10$  horas por ano e  $LOLE_{SPIN-C} \leq 20$  horas por ano.

Para os valores mencionados anteriormente, verificou-se que a configuração RTS-96H é adequada tanto do ponto de vista da reserva estática quanto da



reserva girante. Entretanto, ao se fazer a substituição da unidade térmica de 350 MW por 1526 MW eólicos, observou-se que o sistema, embora continue adequado do ponto de vista da reserva estática, não atende aos critérios estabelecidos para a reserva girante.

Mostrou-se também que outra maneira de estabelecer critérios para o planejamento é basear-se na distribuição de probabilidade associada aos índices estimados. Novamente, tomando-se o índice LOLE como exemplo, foram definidos os seguintes limites:  $\text{Risco}\{\text{LOLE}_{\text{STATIC-N}} > 1 \text{ hora/ano}\} < 10\%$  e  $\text{Risco}\{\text{LOLE}_{\text{SPIN-N}} > 10 \text{ horas/ano}\} < 10\%$ . Também neste caso verificou-se que a configuração RTS-96H atende aos critérios da reserva estática e girante. Porém, ao substituir a unidade térmica por unidades eólicas o sistema deixa de ser adequado do ponto de vista da reserva girante.

Os índices obtidos para a reserva não-girante tanto da configuração RTS-96H quanto da RTS-96HW demonstraram que havia pouca reserva de boa qualidade no sistema. Duas alternativas de correção foram analisadas: acrescentar mais 600 MW de potência eólica ou instalar uma unidade térmica a gás de 50 MW. Ambas as alternativas tornaram a configuração RTS-96HW adequada do ponto de vista da confiabilidade da reserva girante. Porém, uma análise mais detalhada, a qual incluía aspectos econômicos tais como, custo de investimento, operação e manutenção e o custo da confiabilidade, seria necessária para apontar corretamente qual alternativa é a mais viável.

No que se refere às semelhanças e divergências entre a metodologia proposta e o PJM, pôde-se verificar que o último calcula a probabilidade de a geração sincronizada programada para um determinado período (e.g.: duas horas) não ser capaz de atender à carga, condicionada à premissa de que no instante inicial da análise são conhecidas as unidades disponíveis e suas respectivas capacidades. No caso da metodologia proposta, parte-se do princípio que as unidades estão sujeitas às falhas, reparos e variações das capacidades devido a fatores externos (e.g. hidrologia, vento, etc.), ao longo do período de avaliação. Quando se força na metodologia proposta uma condição semelhante

à do PJM, reduzindo-se o tempo médio de reparo das unidades, garante-se que no início de cada intervalo de uma hora as unidades estarão disponíveis. Desse modo, cada intervalo terá uma interpretação semelhante à do PJM.

Com relação à representação das incertezas, tanto no crescimento da carga quanto nos valores previstos da produção eólica, pôde-se perceber, por meio da análise utilizando a configuração RTS-96HW, que a consideração destas incertezas tem um impacto significativo. Além disso, percebe-se a importância de se investir no aprimoramento das técnicas e modelos de previsão, visto que quanto menores forem os erros entre as estimativas e os valores reais observados, melhor será a avaliação do desempenho do sistema e, conseqüentemente, mais precisas serão as decisões de investimentos.

No que tange a elaboração de um plano de manutenção preventiva, pôde-se perceber que ao considerar os índices associados à reserva girante, embora, dificulte a retirada de um número maior de máquinas para a manutenção preventiva, garante-se que o sistema não enfrentará problemas críticos na operação por insuficiência de geração sincronizada.

# **CAPÍTULO 6**

## **CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS**

### **6.1 CONCLUSÕES**

Com o fim do monopólio e o surgimento gradual de um ambiente competitivo no setor elétrico, as concessionárias de energia elétrica se vêem compelidas a oferecer um produto cada vez melhor. Nesse novo ambiente competitivo, as concessionárias atingem a condição de empresas que perseguem lucro e produtividade com redução de custos, sujeitas aos mesmos mecanismos e regras de mercado que regem as atividades de qualquer outra companhia.

Para atender à crescente demanda de energia elétrica, preservando o meio ambiente, e ao mesmo tempo, mantendo um nível adequado de confiabilidade, mais do que em qualquer outro momento da história do setor elétrico, o gerenciamento do nível de risco associado aos sistemas de geração tornou-se objeto de discussão entre planejadores, operadores e entidades reguladoras do setor elétrico. O crescente aumento da utilização de energias renováveis como insumo para a produção de eletricidade, em especial o vento, traz novos desafios ao processo de planejamento em países nos quais grandes investimentos têm sido feitos na expansão dos sistemas de geração empregando a geração eólica. Como essa tecnologia é bastante volátil, para cada MegaWatt de potência eólica instalado é preciso acrescentar uma determinada quantidade de potência não volátil para cobrir as faltas deste tipo de fonte.

Enquanto, nos dias de hoje a contribuição de fontes renováveis para a produção de energia elétrica é consideravelmente pequena, exceto a

hidráulica, a sua inserção no mercado de energia está crescendo a uma taxa muito maior que aquelas das fontes convencionais.

À medida que aumenta a participação de energias renováveis nos sistemas de geração, mais variáveis aleatórias estarão presentes e, conseqüentemente, mais complexa se tornará a operação desses sistemas, devido à capacidade flutuante das fontes renováveis. Portanto, a determinação do montante adequado de capacidade de reserva (estática e operativa) para assegurar um fornecimento ininterrupto torna-se um aspecto importante do ponto de vista dos estudos de planejamento da expansão de sistemas de geração. Embora a literatura cite a utilização de alguns valores de referência para o índice LOLE associado à reserva estática (e.g. 0,1 dia por ano), ainda não há um padrão para os índices de confiabilidade preventiva ou mesmo um padrão para a reserva operativa, mais especificamente a reserva girante.

Diante dos aspectos mencionados anteriormente, pode-se enumerar as seguintes contribuições deste trabalho:

- Com intuito de obter sistemas que possibilitassem avaliar a metodologia desenvolvida, e servisse como referências para a avaliação de novas técnicas, foram desenvolvidas duas configurações alternativas, denominadas RTS-96H e RTS-96HW, tomando-se como base o sistema teste IEEE RTS-96;
- Desenvolveu-se um novo processo de avaliação da confiabilidade de sistemas de geração, tendo em mente os estudos de planejamento da expansão, no qual se permite avaliar o desempenho da reserva operativa em conjunto com a reserva estática de sistemas de geração com a presença de fontes renováveis. Para tal, o método de simulação Monte Carlo sequencial foi utilizado juntamente com modelos representativos das unidades geradoras. Esses modelos possibilitam representar, além do processo tradicional de falha/reparo das unidades, a flutuação da capacidade devido à variabilidade dos recursos primários

(e.g.: água, vento, etc.). Adicionalmente, os modelos desenvolvidos permitem também verificar a influência dos tempos de partida das unidades geradoras e das estratégias de operação (nível de reserva sincronizada e política de despacho das unidades) no desempenho do sistema de geração, em termos de confiabilidade;

- Foram propostos novos índices, os quais se baseiam na quantidade disponível de potência não-sincronizada (não-girante), separada por classes de acordo com os tempos de partida das unidades geradoras. Esses índices visam subsidiar as decisões de investimento na expansão dos sistemas de geração, por possibilitarem aos planejadores uma melhor visão do tipo de unidade geradora, em função do tempo de partida (eg.: hidráulica, térmica a gás, nuclear, eólica, etc.) que será mais apropriada para a expansão do sistema;
- Demonstrou-se, por meio de diversas análises envolvendo configurações do sistema teste IEEE RTS-96 e configurações do sistema de geração de Portugal, que os tradicionais índices de confiabilidade, bem como os índices de confiabilidade preventiva (i.e. bem-estar), usualmente calculados na análise da reserva estática, podem também ser empregados para avaliar a reserva operativa de sistema de geração, tendo em mente os estudos de longo prazo.
- As análises das configurações RTS-9HW e suas variantes demonstraram que a consideração da reserva operativa nos estudos de expansão da geração tem impacto significativo nas decisões de investimento. Isto porque, embora o sistema seja adequado do ponto de vista da reserva estática, ele pode apresentar deficiência de geração como consequência de um parque gerador composto por máquinas cujos tempos de partida são elevados;
- Por fim, mostrou-se como a metodologia pode ser empregada para auxiliar os planejadores a definirem um futuro padrão de confiabilidade

para sistemas de geração, tendo por base o desempenho das configurações desses sistemas sob a consideração das mais variadas condições operativas que podem vir a serem experimentadas. Esses cenários podem ser vistos como um ponto de partida para a definição de um padrão de confiabilidade para os estudos de planejamento da expansão de sistemas de geração, considerando fontes renováveis. Todavia, é válido ressaltar que os padrões de confiabilidade devem ser cuidadosamente definidos. Isto porque a grande maioria dos sistemas de geração tem, atualmente, uma quantidade ainda consideravelmente pequena de geração oriunda de fontes renováveis, quando comparada ao montante de geração renovável que esses sistemas terão no futuro.

## 6.2 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Com base na experiência adquirida no desenvolvimento deste trabalho e nos estudos que foram realizados é possível apontar as seguintes melhorias na ferramenta desenvolvida e sugestões para trabalhos futuros:

- Utilizar um algoritmo de otimização para a programação da geração que inclua, além das restrições de tempo de partida e custo de produção, o custo de partida, o tempo mínimo que uma unidade térmica deve permanecer em operação antes de poder ser desligada, os limites mínimos de geração, dentre outros que interferem na programação da geração;
- Incluir o cálculo do custo de interrupção LOLC de modo a possibilitar que nas análises das alternativas de expansão seja levada em consideração a relação custo de investimento versus custo da confiabilidade;
- Incluir na ferramenta computacional a possibilidade de especificar os limites mínimos de reserva sincronizada para diferentes períodos do dia,

como, por exemplo, um valor para o horário de ponta e outro para o horário fora da ponta, além de valores diferentes para cada mês;

- Adaptar o algoritmo desenvolvido para que ele possa ser executado em ambientes de computação paralela, de forma a aumentar o desempenho computacional e possibilitar o emprego da metodologia a sistemas de grande porte;
- Avaliar o impacto dos tempos de partida das unidades geradoras nos estudos de expansão de sistema de geração, por meio de comparações dos desempenhos de diversas configurações de geradores, em termos dos índices associados à reserva girante, bem como daqueles obtidos para a reserva não-girante.

# APÊNDICE A

## SISTEMA IEEE RTS-96

### A.1 DADOS DO SISTEMA IEEE RTS-96

O sistema teste IEEE RTS-96 é composto por três áreas e possui uma capacidade instalada total de 10215 MW. A carga pico atinge 8550 MW. O subsistema hidrelétrico é constituído por 18 unidades que totalizam 900 MW, enquanto que o subsistema termelétrico é composto por 78 unidades que somam uma capacidade instalada de 9315 MW. As Tabelas A.1 e A.2 apresentam as características das unidades que compõem esse sistema, na configuração RTS-96H. Obviamente, a Classe U2, das unidades eólicas, não faz parte da configuração RTS-96H.

Tabela A.1: Dados Determinísticos da Geração

Classe	Pot. Nom. (MW)	Tipo	Tempo de Partida (min.)	Custo de Produção (\$/MW)
U2	2,0	Eólica	5*	0,0
U12	12,0	Térmica / óleo	120	30,52
U20	20,0	Térmica/óleo	60	44,26
U50	50,0	Hidráulica	7	0,00
U76	76,0	Térmica / carvão	240	15,92
U100	100,0	Térmica / óleo	480	25,44
U155	155,0	Térmica / óleo	480	12,28
U197	197,0	Térmica / óleo	600	23,07
U350	350,0	Térmica / óleo	2880	11,65
U400	400,0	Nuclear	60	6,58

---

\* Esse tempo de partida refere-se ao tempo médio adotado para a unidade equivalente representativa da central eólica e não ao tempo de partida de cada unidade.



Tabela A.2: Dados Estocásticos da Geração

Classe	Taxa de Falha (oc./ano)	MTTR (h)	Manut. Prev. (sem./ano)
U2	4,56250	80,0	2
U12	2,97959	60,0	2
U20	19,46667	50,0	2
U50	4,42424	20,0	2
U76	4,46939	40,0	3
U100	7,30000	50,0	3
U155	9,12500	40,0	4
U197	9,22105	50,0	4
U350	7,61739	100,0	5
U400	7,96364	150,0	6

As Tabelas A.3 a A.5, a seguir, apresentam a distribuição das unidades hidráulicas, térmicas e eólicas entre as usinas. São mostrados o número de unidades que compõe cada usina; o tipo de gerador empregado; o aproveitamento hidrelétrico ao qual a usina hidrelétrica pertence; a região de vento onde as centrais eólicas estão instaladas e a ordem em que as unidades foram despachadas nas configurações RTS-96H e RTS-96HW. No caso das centrais eólicas, todas as unidades de um mesma central são despachadas ao mesmo tempo. Isso ocorre porque essas centrais são representadas por unidades equivalentes, que empregam o modelo de Markov com múltiplos estágios, ilustrado na Figura 2.2, para representar o processo de falha/reparo das unidades individuais.

No caso da ordem de mérito para a configuração RTS-96HW, a usina de número 39, pertencente à Classe U350 não entra no despacho, pois a mesma foi substituída por unidades eólicas.

Tabela A.3: Centrais Hidrelétricas

Identificador da Usina	Classe de Geração	Aprov. Hidrelétrico	Unidades	Ordem de Mérito		Potência Instalada (MW)
				RTS-96H	RTS- 96HW	
1	U50	1	6	1 - 6	21-26	300,0
2	U50	2	6	7 - 12	27-32	300,0
3	U50	3	2	13 - 14	33 - 34	300,0
3	U50	3	4	93 - 96	112-115	

Tabela A.4: Centrais Termelétricas

Identificador da Usina	Classe de Geração	Unidades	Ordem de Mérito		Potência Instalada (MW)
			RTS-96H	RTS-96HW	
1	U20	2	81 - 82	100-101	40,0
2	U76	2	36 - 37	55-56	152,0
3	U20	2	83 - 84	102-103	40,0
4	U76	2	38 - 39	57-58	152,0
5	U100	3	57 - 59	76-78	300,0
6	U197	3	48 - 50	67-69	591,0
7	U12	5	66-70	85-89	60,0
8	U155	1	24	43	155,0
9	U155	1	25	44	155,0
10	U400	1	15	35	400,0
11	U400	1	16	36	400,0
12	U155	2	26-27	45-46	310,0
13	U350	1	21	41	350,0
14	U20	2	85-86	104-105	40,0
15	U76	2	40-41	59-60	152,0
16	U20	2	87-88	106-107	40,0
17	U76	2	42-43	61-62	152,0
18	U100	3	60-62	79-81	300,0
19	U197	3	51-53	70-72	591,0
20	U12	5	71-75	90-94	60,0
21	U155	1	28	47	155,0
22	U155	1	29	48	155,0
23	U400	1	17	37	400,0
24	U400	1	18	38	400,0
25	U155	2	30-31	49-50	310,0
26	U350	1	22	42	350,0
27	U20	2	89-90	108-109	40,0
28	U76	2	44-45	63-64	152,0
29	U20	2	91-92	110-111	40,0
30	U76	2	46-47	65-66	152,0
31	U100	3	63-65	82-84	300,0
32	U197	3	54-56	73-75	591,0
33	U12	5	76-80	95-99	60,0
34	U155	1	32	51	155,0
35	U155	1	33	52	155,0
36	U400	1	19	39	400,0
37	U400	1	20	40	400,0
38	U155	2	34-35	53-54	310,0
39	U350	1	23	-	350,0

Tabela A.5: Centrais Eólicas

Identificador da Usina	Região	Classe de Geração	Unidades	Ordem de Mérito RTS-96HW	Potência Instalada (MW)
1	1	U2	39	1	78,0
2	1	U2	38	2	76,0
3	1	U2	38	3	76,0
4	1	U2	38	4	76,0
5	1	U2	38	5	76,0
6	1	U2	38	6	76,0
7	1	U2	38	7	76,0
8	2	U2	39	8	78,0
9	2	U2	38	9	76,0
10	2	U2	38	10	76,0
11	2	U2	38	11	76,0
12	2	U2	38	12	76,0
13	2	U2	38	13	76,0
14	3	U2	39	14	78,0
15	3	U2	38	15	76,0
16	3	U2	38	16	76,0
17	3	U2	38	17	76,0
18	3	U2	38	18	76,0
19	3	U2	38	19	76,0
20	3	U2	38	20	76,0

## A.2 SÉRIES HIDROLÓGICAS

Na Tabela A.6 são apresentadas cinco séries hidrológicas referentes aos volumes médios mensais, em p.u., para cada um dos três aproveitamentos hidrelétricos.

Tabela A.6: Séries Hidrológicas (p.u.)

Série Hidrológica 1												
Aprov.	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
1	0,630	0,688	0,841	0,778	0,816	0,972	0,893	0,792	0,646	0,666	0,610	0,414
2	0,790	0,824	0,798	0,739	0,831	0,777	0,738	0,704	0,664	0,681	0,727	0,772
3	0,903	0,920	0,891	0,901	0,917	0,894	0,8860	0,8860	0,874	0,822	0,837	0,849
Série Hidrológica 2												
Aprov.	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
1	0,534	0,612	0,648	0,736	0,697	0,766	0,752	0,627	0,648	0,619	0,589	0,405
2	0,851	0,918	0,864	0,786	0,773	0,697	0,681	0,626	0,589	0,535	0,600	0,746
3	0,822	0,869	0,878	0,904	0,878	0,878	0,834	0,875	0,841	0,840	0,820	0,919
Série Hidrológica 3												
Aprov.	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
1	0,524	0,822	0,839	0,723	0,700	0,888	0,871	0,853	0,823	0,764	0,643	0,491
2	0,924	0,928	0,881	0,873	0,859	0,769	0,725	0,683	0,649	0,591	0,634	0,687
3	0,965	0,925	0,898	0,899	0,894	0,917	0,910	0,906	0,889	0,872	0,836	0,884
Série Hidrológica 4												
Aprov.	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
1	0,685	0,515	0,587	0,679	0,648	0,701	0,849	0,857	0,795	0,802	0,731	0,632
2	0,703	0,694	0,664	0,655	0,699	0,709	0,649	0,579	0,529	0,326	0,693	0,805
3	0,920	0,889	0,908	0,902	0,905	0,896	0,896	0,895	0,872	0,839	0,883	0,963
Série Hidrológica 5												
Aprov.	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.
1	0,685	0,871	0,613	0,611	0,706	0,915	0,845	0,779	0,741	0,673	0,649	0,580
2	0,835	0,759	0,698	0,826	0,792	0,724	0,684	0,631	0,570	0,522	0,462	0,440
3	0,913	0,885	0,897	0,896	0,899	0,899	0,883	0,890	0,877	0,843	0,837	0,831

### A.3 SÉRIES EÓLICAS

As séries eólicas, para cada uma das três regiões, são obtidas a partir da multiplicação dos fatores mensais e horários para cada dia dos meses, considerando um ano típico com 8760 horas. As séries representativas da condição favorável, média e desfavorável são obtidas multiplicando-se os fatores das Tabelas A.7 e A.8 por 1,7, 1,0 e 0,3 respectivamente. Por exemplo, os valores em p.u. da potência produzida por uma central eólica para um dia típico de maio na 14<sup>a</sup> hora do dia são: (i) Região 1, condição favorável  $\Rightarrow 0,4105 \times 0,4049 \times 1,7 = 0,2826$ ; (ii) Região 2, condição média  $\Rightarrow 0,2218 \times 0,3808 \times 1,0 = 0,0845$ ; (iii) Região 3, condição desfavorável  $\Rightarrow 0,2156 \times 0,3596 \times 0,3 = 0,0233$ .

Tabela A.7: Fatores Mensais da Produção Eólica (p.u.)

Região	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
1	0,6587	0,5227	1,000	0,5609	0,4105	0,4280
2	0,6137	0,4589	0,6787	0,7648	0,2218	0,5457
3	0,4422	0,2767	0,4523	0,9588	0,2156	0,3302
Região	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1	0,5423	0,3435	0,4562	0,7194	0,9379	0,8263
2	0,4625	0,4502	0,3149	0,5984	0,6055	1,000
3	0,4452	0,3968	0,2511	0,4825	0,7703	1,000

Tabela A.8: Fatores Horários da Produção Eólica (p.u.)

Hora	Região 1	Região 2	Região 3
1	0,4139	0,5516	0,3655
2	0,4125	0,5169	0,3683
3	0,4169	0,5204	0,3851
4	0,4216	0,5273	0,4024
5	0,4164	0,5360	0,4133
6	0,4079	0,5317	0,4111
7	0,4021	0,5337	0,4209
8	0,3948	0,5113	0,3992
9	0,3930	0,4777	0,3909
10	0,3911	0,4510	0,3834
11	0,3862	0,4073	0,3687
12	0,3955	0,3935	0,3566
13	0,4077	0,3877	0,3570
14	0,4049	0,3808	0,3596
15	0,4260	0,3876	0,3573
16	0,4239	0,3943	0,3709
17	0,4335	0,4152	0,3747
18	0,4279	0,4435	0,3632
19	0,4284	0,4397	0,3528
20	0,4133	0,4687	0,3415
21	0,4126	0,5161	0,3287
22	0,4090	0,5215	0,3316
23	0,4068	0,5376	0,3407
24	0,4074	0,5542	0,3534

#### A.4 Resultados para o sistema IEEE RTS-96

As Tabelas A.9 e A.10 apresentam os índices de confiabilidade tradicional e preventiva para a configuração original do sistema IEEE RTS-96. São mostrados os índices obtidos para a reserva estática e girante. No que diz respeito aos critérios de operação adotados para o cálculo dos índices associadas à reserva girante, informa-se que as unidades foram despachadas seguindo uma ordem de mérito baseada no custo médio de produção, exceto para quatro unidades hidráulicas que foram deslocadas para o fim da lista. Adicionalmente, utilizou-se um nível mínimo de reserva sincronizada de 400 MW (85 MW para a regulação e 315 para a girante) e a programação das unidades foi realizada com antecedência mínima de 24 horas. Nas Tabelas A.9 e A.10, entre parênteses, encontram-se os coeficientes de variação obtidos para os índices estimados. Por fim, a Tabela A.11 mostra os índices de desempenho obtidos para a reserva não-girante.

Tabela A.9: Índices de Confiabilidade Tradicional – Sistema RTS-96

Índice	Reserva Estática	Reserva Girante
LOLP	$1,604 \times 10^{-5}$ (3,28%)	$2,253 \times 10^{-4}$ (3,28%)
LOLE (horas/ano)	0,1405 (3,28%)	1,974 (3,28%)
EPNS (MW)	$2,765 \times 10^{-3}$ (5,00%)	0,0453 (4,99%)
EENS (MWh/ano)	24,22 (5,00%)	396,4 (4,99%)
LOLF (oc./ano)	0,0544 (2,66%)	1,254 (1,14%)
LOLD (horas)	2,583 (3,93%)	2,501 (4,99%)

Tabela A.10: Índices de Confiabilidade Preventiva – Sistema RTS-96

Índice	Reserva Estática	Reserva Girante
Prob{S}	0,9999 (1,64%)	0,9923 (0,01%)
Prob{M}	$8,396 \times 10^{-5}$ (0,60%)	0,0074 (1,15%)
Freq{S} (oc./ano)	0,3470 (4,64%)	113,6 (4,98%)
Freq{M} (oc./ano)	0,3908 (4,96%)	113,4 (0,58%)
Dur{S} (horas)	25240,0 (4,92%)	76,54 (4,98%)
Dur{M} (horas)	2,255 (4,33%)	0,5749 (0,94%)

Tabela A.11: Índices de Desempenho para a Reserva Não-Girante – Sistema RTS-96

<b>Classe de Geração</b>	<b>ETP (MW)</b>	<b>EP<sub>NS</sub> (MW)</b>	<b>EH<sub>NS</sub> (horas)</b>	<b>EF<sub>NS</sub> (oc./ano)</b>	<b>EPR<sub>NS</sub> (MW)</b>	<b>EFR<sub>NS</sub> (oc./ano)</b>
1	890,9	197,7	12,78	5,352	173,7	0,4700
2	0,0	0,0	8760,0	1,000	0,0	0,0
3	2328,0	217,2	22,28	8,295	27,46	0,0009
4	6370,0	3065,0	2,923	0,8195	0,0	0,0

# **APÊNDICE B**

## **SISTEMA PORTUGUÊS**

### **B.1 ORDENS DE MÉRITO PARA O SISTEMA PORTUGUÊS**

Para o sistema português foram utilizadas seis ordens de mérito, as quais variam de acordo com as características hidrológicas de cada ano. As unidades foram ordenadas tendo por base os históricos de produção mensal por tecnologia, de modo que a energia mensal obtida nas simulações ficasse o mais próximo possível daqueles valores dos históricos de observações. As Figuras B.1 a B.3 exemplificam as estratégias de despacho utilizadas para três condições hidrológicas diferentes. Por exemplo, na Figura B.2, a qual mostra a estratégia de despacho utilizada para o ano mais seco é possível ver que a maior parte das unidades hidráulicas é deslocada para a penúltima posição da lista de prioridades.



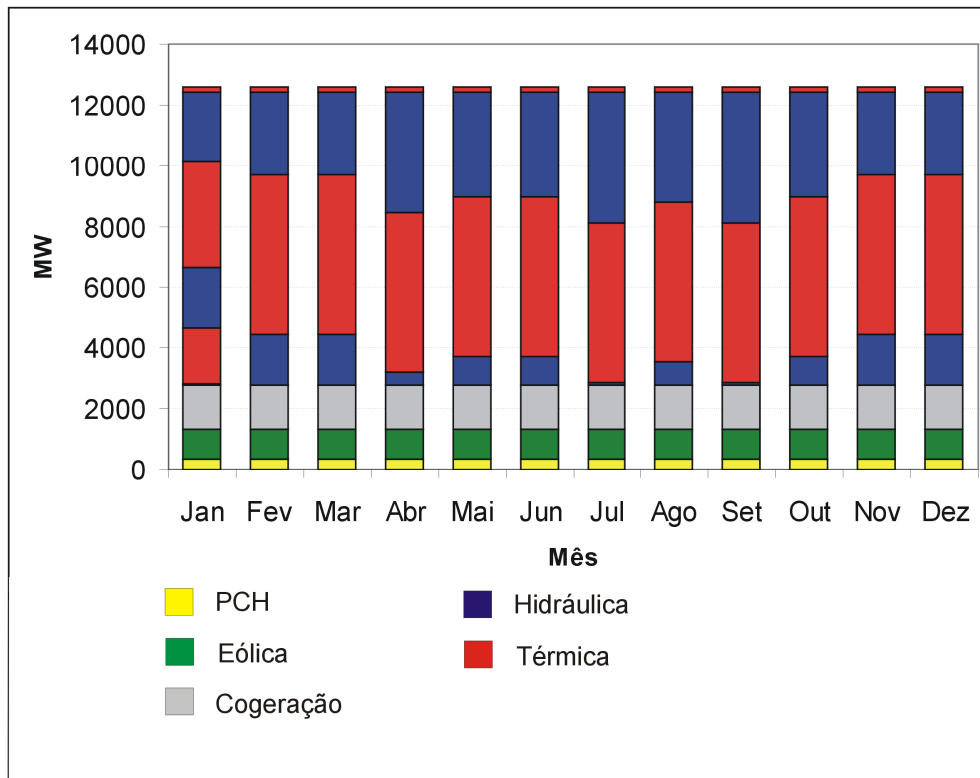


Figura B.1: Ordem de Mérito 1 – Verão e Inverno Seco – Sistema Português

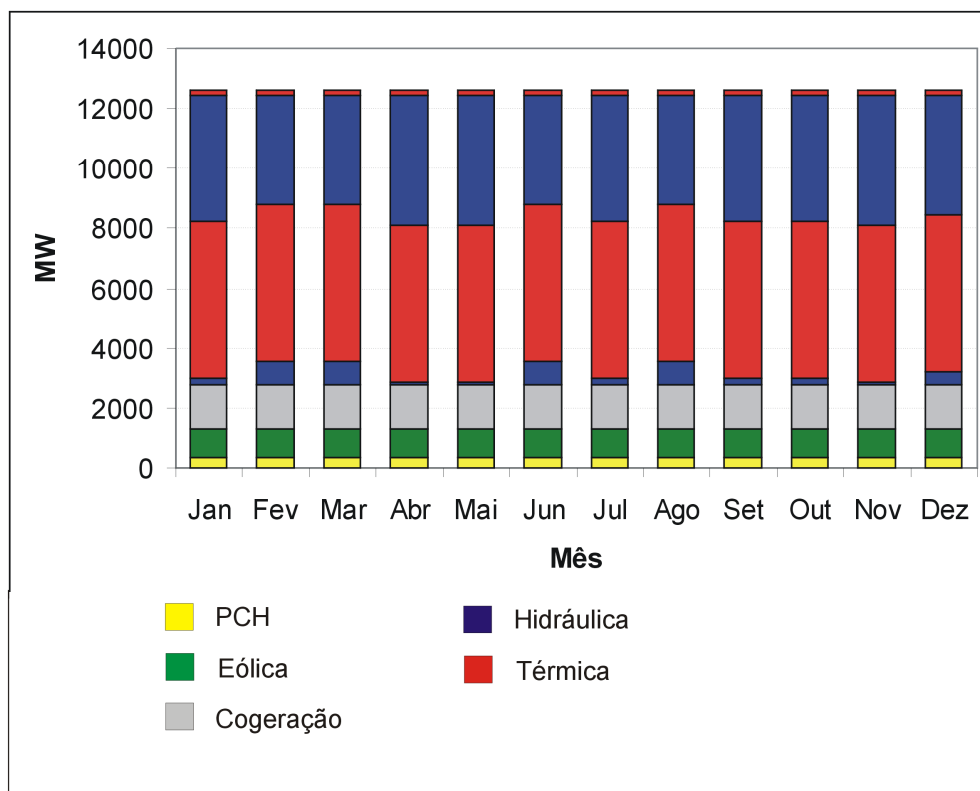


Figura B.2: Ordem de Mérito 2 – Ano Mais Seco – Sistema Português

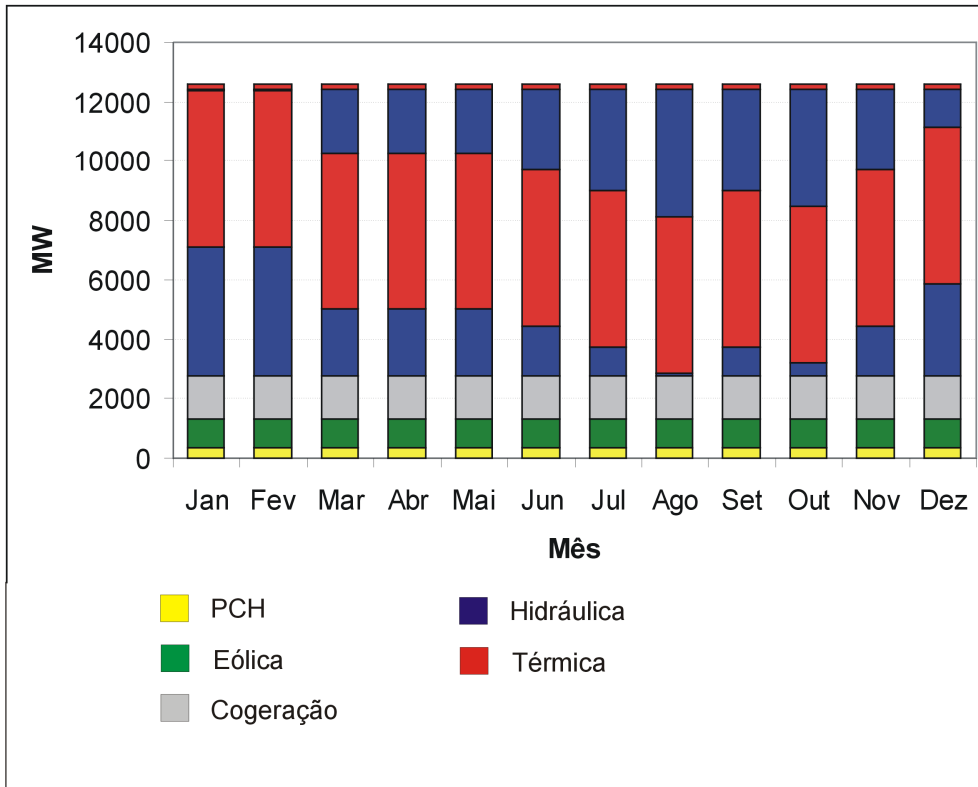


Figura B.3: Ordem de Mérito 3 – Ano mais Úmido – Sistema Português

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [A92] A.M. Rei, “Metodologia para Estabelecimento da Reserva Operativa de Geração em Sistemas de Potência”, Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Abril de 1992.
- [ABBG94] R.N. Allan, R. Billinton, A. M. Breipohl, C.H. Grigg, “Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation, 1987-1991”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 9, pp. 41-49, 1994.
- [ABCH63] L.T. Anstine, R.E. Burke, J.E. Casey, R. Holgate, R. John, H.G. Stewart, “Application of Probability Methods to the Determination of Spinning Reserve Requirements for the Pennsylvania – New Jersey – Maryland Interconnection”, *IEEE Trans. PAS – 82*, pp. 726-735, 1963.
- [ABL84] R.N. Allan, R. Billinton, S.H. Lee, “Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Evaluation, 1977 – 1982”, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-103, No. 2, February 1984.
- [ABSS88] R.N. Allan, R. Billinton, S.M. Shahidehpour, C. Singh, “Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation, 1982-1987”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 3, No. 4, pp. 1555-1564, November 1988.
- [AHLM03] G. Andres, G. Hamoud, A. M. Leite da Silva, L. A. F. Manso, “Optimal Outage Scheduling – Example of Application to Large Power System”, *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 25, No. 8, pp. 607-614, October 2003.
- [APM78] IEEE Subcommittee on the Application of Probability Methods, “Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation, 1971 – 1977”, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-97, No. 8, November/December 1978.
- [APM99] Application of Probability Methods Subcommittee, “The IEEE Reliability Test System – 1996”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 14, No. 3, pp. 1010-1020, August 1999.
- [AR89] R.N. Allan, J. Roman, “Reliability Assessment of Generation Systems Containing Multiple Hydro Plant Using Simulation Techniques”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 4, No. 3, pp. 1074-1080, August 1989.

- [AR91] R.N. Allan, J. Roman, "Reliability Assessment of Hydrothermal Generation Systems Containing Pumped Storage Plant", *IEEE Proceedings*, Vol. 138, No. 6, pp. 471-478, November 1991.
- [B66] R. Billinton, "Bibliography on Application of Probability Methods in the Evaluation of Generating Capacity Requirements", *IEEE Winter Power Meeting (1996)*, No. 31 CP 66-62.
- [B72] R. Billinton, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Evaluation", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-91, pp. 649-660, 1972.
- [BA03] R. Billinton, A. Abdulwhab, "Short-Term Generating Unit Maintenance Scheduling in a Deregulated Power System Using a Probabilistic Approach", *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 150, No. 4, pp. 463-468, July 2003.
- [BA92] R. Billinton, R.N. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques*, Second Edition, Plenum Press, New York 1992.
- [BA96] R. Billinton, R.N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, Plenum Press, New York, 1996.
- [BB04] R. Billinton, G. Bai, "Generating Capacity Adequacy Associated With Wind Energy", *IEEE Trans. on Energy Conversion*, Vol. 19, No. 3, p.p. 641-646, September 2004.
- [BBC03] R. Billinton, Bagen, Y. Cui, "Reliability Evaluation of Small Stand-Alone Wind Energy Conversion System Using a Time Series Simulation Model", *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 150, No. 1, p.p. 96-100, January 2003.
- [BC88] R. Billinton, N.A. Chowdhury, "Operating Reserve Assessment in Interconnected Generating Systems", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 3, No. 4, pp.1479-1487, November 1988
- [BC92] R. Billinton, A.A. Chowdhury, "Incorporation of Wind Energy Conversion System in Conventional Generating Capacity Adequacy Assessment", *IEE Proceedings, Part C*, Vol. 139, p.p. 47-59, January 1992.
- [BC98] R. Billinton, H. Chen, "Assessment of Risk-Based Capacity Benefit Factor Associated With Wind Energy Conversion Systems", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 3, No. 3, p.p. 1191-1196, August 1998.
- [BCG96] R. Billinton, H. Chen, R. Ghajar, "A Sequential Simulation Technique for Adequacy Evaluation of Generating Systems Including Wind Energy", *IEEE Trans. on Energy Conversion*, Vol. 11, No. 4, p.p. 728-734, December 1996.

- [BF94] R. Billinton, M. Fotuhi-Firuzabad, "A Basic Framework for Generating System Operating Health Analysis", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, pp. 1610-1617, August 1994.
- [BFB01] R. Billinton, M. Fotuhi-Firuzabad, L. Bertling, "Bibliography on the Application of Probability Methods in Power System Reliability Evaluation, 1996-1999". *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 16, No. 4, pp. 595-602, November 2001.
- [BG90] S. Burns, G. Gross, "Value of Service Reliability", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 5, pp. 825-834, 1990.
- [BH06] R. Billinton and D. Huang, "Basic Concepts in Generating Capacity Adequacy Evaluation", *Proceedings of the 9<sup>th</sup> PMAPS – Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Stockholms, Sweden, 11-15/June 2006.
- [BK01] R. Billinton, R. Karki, "Capacity Expansion of Small Isolated Power Systems Using PV and Wind Energy", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 16, No. 4, p.p. 892-897, November 2001.
- [BK92] R. Billinton, E. Khan, "A Security Based Approach to Composite Power System Reliability Evaluation Procedure", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 7, No. 1, pp. 65-72, February 1992
- [BL94] R. Billinton, G. Lian, "Composite Power System Health Analysis Using A Security Constrained Adequacy Evaluation Procedure", *Trans. on Power Systems*, Vol. 9, No. 2, p.p. 936-941, May 1994.
- [BO88] R. Billinton, J. Oteng-Adjei, "Cost/Benefit Approach to Establish Optimum Adequacy Level for Generating System Planning", *IEE Proc. C*, 135, pp. 81-87, 1988.
- [C90] J. Coelho, "Confiabilidade de Sistemas de Geração de Grande Porte na Presença de Incertezas nos Dados", Tese de Doutorado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Outubro de 1990.
- [CA96] F. Castro Sayas, R.N. Allan, "Generation Availability Assessment of Wind Farms", *IEE Proc.-Gener, Transm. and Distrib.*, Vol. 143, No. 5, p.p. 507-518, September 1996.
- [CP72] W. R. Christiaanse, A. H. Palmer, "A Technique for the Automated Scheduling of the Maintenance of Generating Facilities", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-91, No. 1, p.p. 137-144, January 1972.
- [DGF96] J.G. Dalton, D.L. Garrison, C.M. Fallon, "Value-Based Reliability Transmission Planning", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 11, pp. 1400-1408, 1996.

- [FBA96] M. Fotuhi-Firuzabad, R. Billinton, S. Aboreshaid, "Spinning Reserve Allocation Using Response Health Analysis", *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 143, No. 4, pp. 337-343, July 1996.
- [G72] L. L. Garver, "Adjusting Maintenance Schedule to Levelize Risk", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-91, No. 5, p.p. 2057-2063, September 1972.
- [GMBK99] H.B. Gooi, D.P. Mendes, K.R.W. Bell, D.S. Kirschen, "Optimal Scheduling of Spinning Reserve", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 14, No. 4, pp. 1485-1492, November 1999.
- [GW08] Global Wind 2007 Report. Disponível online em: [www.gwec.net/fileadmin/documents/test2/gwec-08-update\\_FINAL.pdf](http://www.gwec.net/fileadmin/documents/test2/gwec-08-update_FINAL.pdf), Maio de 2008.
- [HKH66] K. Hara, M. Kimura, N. Honda, "A Method for Planning Economic Unit Commitment and Maintenance of Thermal Power Systems", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-85, No. 5, pp. 427-436, May 1966.
- [K79] H. Khatib, "Maintenance Scheduling of Generating Facilities", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-98, No. 5, pp. 1604-1608, Sept/Oct 1979.
- [KB95] M.E. Khan, R. Billinton, "Composite System Spinning Reserve Assessment in Interconnected Systems", *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 142, No. 3, pp. 305-309, May 1995.
- [L05] A.P. Leite, "Modelagem de Fazendas Eólicas para Estudos de Confiabilidade", Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Abril 2005.
- [LA07] A.M. Leite da Silva, G.P. Alvarez, "Operating Reserve Capacity Requirements and Pricing in Deregulated Markets Using Probabilistic Techniques", *IET Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 1, No. 3, pp. 439-446, May 2007.
- [LCM92] A.M. Leite da Silva, J. Coelho, A.C.G. Melo, "Uncertainty Considerations in Frequency and Duration Analysis for Large Hydrothermal Generating Systems", *IEE Proceedings, Part C*, Vol. 139, No. 3, May 1992.
- [LMC91] A.M. Leite da Silva, A.C.G. Mello, S.H.F. Cunha, "Frequency and Duration Method for Reliability Evaluation of Large-scale Hydrothermal Generating Systems", *IEE Proceedings, Part C*, Vol. 138, No. 1, pp. 94-102, January 1991.
- [LMSR07] A.M. Leite da Silva, L.A.F. Manso, W.S. Sales, L.C. Resende, M.J.Q. Aguiar, M.A. Matos, J.A. Peças Lopes, V. Miranda, "Application of Monte Carlo Simulation to Generating System Well-

- Being Analysis Considering Renewable Sources”, *European Transactions on Electrical Power*, Vol. 17, p. 387-400, 2007.
- [LPMM97] A.M. Leite da Silva, A.G. Perez, J.W. Marangon Lima, J.C.O Mello, “Loss of Load Cost in Generation Capacity Reliability Evaluation”, *Electric Power Systems Research*, Vol. 41, pp. 109-116, May 1997.
- [LSMB09] A. M. Leite da Silva, W. S. Sales, L. A. F. Manso, R. Billinton, “Long-term Probabilistic Evaluation of Operating Reserve Requirements with Renewable Sources, *IEEE Trans. on PWRS*, aceito para publicação, 2009.
- [ML04] L.A.F. Manso, A.M. Leite da Silva, “Modelagem de Cargas Variantes no Tempo na Avaliação de Confiabilidade Composta via Simulação Monte Carlo Não-Seqüencial”, *Revista Controle & Automação – Sociedade Brasileira de Automática*, Vol. 15, No. 1, p.p. 93-100, Jan-Fev-Mar 2004.
- [ML96] J.W. Marangon Lima, A.M. Leite da Silva, “Spinning Reserve Requirements for Multi-Area Systems”, *Proceedings of 12<sup>th</sup> PSCC – Power Systems Computation Conference*, Dresden, Alemanha, Vol. II, pp. 724-729, August 1996.
- [ML97] J.W. Marangon Lima, A.M. Leite da Silva, “Spinning Reserve Requirements in a Competitive Environment”, *Proceedings of the 5<sup>th</sup> PMAPS – Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Vancouver, BC, Canadá, pp. 431-438, September 1997.
- [MMEP91] R. Mukerji, H.M. Merrill, B.W. Erickson, J.H. Parker, R.E. Friedman, “Power Plant Maintenance Scheduling: Optimizing Economics and Reliability”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 6, No. 2, pp. 476-483, May 1991.
- [MPL92] A.C.G. Melo, M.V. Pereira, A.M. Leite da Silva, “Frequency and Duration Calculations in Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 7, No. 2, pp. 469-476, May 1992.
- [MPL94] J.C.O Mello, M.V. Pereira, A.M. Leite da Silva, “Evaluation of Reliability Worth in Composite System Base on Pseudo-Sequential Monte Carlo Simulation”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, pp. 1318-1326, August 1994.
- [MPRF09] M. Matos, J.A. Peças Lopes, M. Rosa, R. Ferreira, A.M. Leite da Silva, W. Sales, L.C. Resende, L. Manso, P. Cabral, M. Ferreira, N. Martins, C. Artaiz, F. Soto, R. López, “Probabilistic Evaluation of Reserve Requirements of Generating Systems with Renewable Power Sources: The Portuguese and Spanish Cases”, *International Journal of Electrical Power and Energy System*, May 2009.
- [MS99] M.K.C Marwali, S.M. Shahidehpour, “Long-Term Transmission and Generation Maintenance Scheduling with Network, Fuel and

- Emission Constraints”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 14, No.3, p.p. 1160-1165, August 1999.
- [NERC08] North American Electric Reliability Corporation “NERC Operating Manual”, March 2008. Disponível em <http://www.nerc.com>
- [OK07] M.A. Ortega-Vazquez, D.S. Kirschen, “Optimizing the Spinning Reserve Requirements Using a Cost/Benefit Analysis”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 22, No. 1, pp. 24-33, February 2007
- [ONS07] Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Submódulo 10.6: Controle da Geração em Operação Normal”, Outubro de 2007. Disponível em <http://www.ons.org.br>.
- [PB92] M.V.F. Pereira, N.J. Balu, “Composite Generation/Transmission Reliability Evaluation”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 80, pp. 470-491, April 1992.
- [PMGS08] J.A. Peças Lopes, M.A. Matos, P.H. Gomes Cabral, M.P. Sampaio Ferreira, C.J. Artaiz Wert, F. Soto Martos, M. Rosa, R. Ferreira, A.M. Leite da Silva, W. Sales, L. Resende, L. Manso, “Dealing with Intermittent Generation in the Long-Term Evaluation of System Adequacy and Operational Reserve Requirements in the Iberian Peninsula”, *Cigré Proceedings*, Paris, França, Paqer C1-304, August 2008.
- [POGJ05] R. Piwko, D. Osborn, R. Gramlich, G. Jordan, D. Hawkins, K. Porter, “Wind Energy Delivery Issues: Transmission Planning and Competitive Electricity Market Operation”, *IEEE Power & Energy Magazine*, Nov./Dec. 2005.
- [PVSM02] R.B. Prada, C.J. Velasco, L.X. da Silva, A.C.G de Melo, “Provision of Generation Reserves as an Ancillary Service in the Brazilian System”, *14<sup>th</sup> PSCC*, Sevilha, 24-28 June 2002.
- [R03] S. Rahman, “Green Power: What is it and where can we find it?”, *IEEE Power and Energy Magazine*, Vol. 1, No. 1, pp. 30-37, January/February 2003.
- [S06] W.S. Sales, “Planejamento da Expansão de Sistemas de Geração com Elevada Penetração de Energia Eólica”, Dissertação de Mestrado, UNIFEI-MG, Itajubá, Janeiro de 2006.
- [ZQ77] H.H. Zurn, V.H. Quintana, “Several Objective Criteria for Optimal Generator Preventive Maintenance Scheduling”, *IEEE Trans. on Apparatus and Systems*, Vol. 96, No. 3, Part 1, pp. 984-997, May 1997.